

Grado Universitario en Ingeniería Eléctrica
2017-2018

Trabajo Fin de Grado

“Desarrollo de herramienta de simulación del relé SEL-411L en MATLAB”

Carlos Bilbao Crespo

Tutor:

David López Cortón

Leganés, Julio 2018



Esta obra se encuentra sujeta a la licencia Creative Commons **Reconocimiento** –

No Comercial – Sin Obra Derivada

Resumen

La presente memoria expone el desarrollo de una herramienta de simulación de un relé actual, en concreto del relé SEL-411L. Mediante esta herramienta, a partir de un archivo de datos específico se podrá probar el comportamiento que tendría el mencionado relé ante una situación concreta. La salida del programa proporcionará, de forma gráfica, si el relé actuaría y cómo lo haría ante ese evento. Esto hace que no sea necesario disponer físicamente del propio relé, por lo que se simplifica el proceso de pruebas que se deben hacer sobre éste antes de instalarlo en un sistema eléctrico concreto.

Esta herramienta se ha desarrollado a partir del software matemático MATLAB, debido a la potencia computacional y flexibilidad que proporciona. Cabe destacar que ésta herramienta no pretende replicar de forma exacta el comportamiento del mencionado relé, ya que ello involucraría una complejidad y un grado de conocimiento técnico muy elevado. A pesar de ello, la herramienta se ha desarrollado con la suficiente amplitud y detalle para que simule de la forma más realista posible el funcionamiento básico del mencionado relé.

Palabras clave: Relé, Protecciones eléctricas, SEL, MATLAB

Abstract

This report describes the development of a simulation tool for a modern relay, specifically the SEL-411L relay. By means of this tool, from a specific data file it will be possible to prove the behavior that the mentioned relay would have in a concrete situation. The program will provide, in graphic form, if the relay would act and how

it would do it during this event. This means that it is not necessary to physically have the relay itself, so it simplifies the testing process that must be done on it before installing it in a specific electrical system.

This tool has been developed from the mathematical software MATLAB, due to the computational power and flexibility that it provides. It should be noted that this tool does not intend to accurately replicate the behavior of the mentioned relay, since this would involve a high complexity and a high degree of technical knowledge. In spite of this, the tool has been developed with enough amplitude and detail to simulate in the most realistic possible way the basic operation of the mentioned relay.

Key words: Relay, Electrical Protection, SEL, MATLAB

ÍNDICE DE CONTENIDOS

1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1. MOTIVACIÓN DEL PRESENTE TRABAJO	1
1.2. OBJETIVO.....	1
1.3. ENTORNO SOCIOECONÓMICO	2
1.4. PRESUPUESTO	3
1.4.1. <i>Coste de los recursos humanos.....</i>	<i>3</i>
1.4.2. <i>Coste de los equipos.....</i>	<i>4</i>
1.4.3. <i>Coste total del proyecto</i>	<i>5</i>
1.5. ESTRUCTURA DEL DOCUMENTO	6
1.6. PLANIFICACIÓN DEL PROYECTO. DIAGRAMA DE GANTT	6
2. PRESENTACIÓN DE LAS PROTECCIONES ELÉCTRICAS	8
2.1. INTRODUCCIÓN A LAS PROTECCIONES ELÉCTRICAS.....	8
2.1.1. <i>Elementos que componen el sistema de protección</i>	<i>8</i>
2.1.2. <i>Perturbaciones en el sistema</i>	<i>10</i>
2.1.3. <i>Zonas de protección.....</i>	<i>14</i>
2.1.4. <i>Alcance del sistema de protección</i>	<i>16</i>

2.1.5.	<i>Protección primaria y de respaldo.....</i>	17
2.1.6.	<i>Características de los sistemas de protección.....</i>	19
2.2.	FUNCIONAMIENTO DE LAS PROTECCIONES ELÉCTRICAS	24
3.	RELÉ SEL-411L	27
3.1.	INTRODUCCIÓN	27
3.2.	CARACTERÍSTICAS DE SEL-411L.....	27
3.3.	FUNCIONAMIENTO COMO PROTECCIÓN DE DISTANCIA	29
3.3.1.	<i>Fundamentos generales de la función de protección de distancia.....</i>	29
3.3.1.1.	<i>Diagrama R-X.....</i>	32
3.3.1.2.	<i>Ajustes de las zonas de protección.....</i>	36
3.3.1.3.	<i>Características de medida del relé de distancia</i>	40
3.3.1.4.	<i>Alcance resistivo.....</i>	50
3.3.1.5.	<i>Causas que motivan errores de medida de la impedancia de la línea hasta la falta</i>	52
3.3.1.6.	<i>Oscilaciones de potencia.....</i>	59
3.3.2.	<i>Función de protección de distancia del relé SEL-411L.....</i>	60
4.	FILTRADO DE SEÑALES.....	71
4.1.	INTRODUCCIÓN. ¿QUÉ ES EL FILTRADO DE SEÑALES?	71

4.2.	PROCESADO DE SEÑALES ANALÓGICAS.....	73
4.3.	PROCESADO DE SEÑALES DIGITALES.....	74
4.4.	EVALUACIÓN Y COMPARACIÓN DE DISTINTOS TIPOS DE FILTRO	75
4.4.1.	<i>Filtros IIR (Infinite Impulse Response)</i>	<i>76</i>
4.4.2.	<i>Filtros FIR (Finite Impulse Response)</i>	<i>76</i>
4.5.	EFFECTO DE LA RESPUESTA AL IMPULSO EN LA RESPUESTA EN FRECUENCIA.....	81
4.6.	EFFECTO DE LA TASA DE MUESTREO EN EL TIEMPO DE OPERACIÓN DEL RELÉ	83
4.7.	CONCLUSIONES SOBRE LOS FILTROS	85
4.8.	FILTROS UTILIZADOS EN EL RELÉ SEL-411L	86
5.	COMTRADE	88
5.1.	INTRODUCCIÓN. ¿QUÉ ES COMTRADE?	88
5.1.1.	<i>Referencias normativas.....</i>	<i>88</i>
5.2.	¿POR QUÉ ES NECESARIO COMTRADE?	89
5.3.	EXPLICACIÓN DEL ARCHIVO COMTRADE.....	90
5.3.1.	<i>Archivo .HDR.....</i>	<i>90</i>
5.3.2.	<i>Archivo .CFG.....</i>	<i>91</i>
5.3.3.	<i>Archivo .DAT</i>	<i>96</i>

5.3.4.	<i>Archivo .INF</i>	99
5.3.5.	<i>Archivo único .CFF</i>	99
6.	DESARROLLO DE LA HERRAMIENTA DE SIMULACIÓN EN MATLAB	101
6.1.	LECTURA DE ARCHIVO COMTRADE.....	101
6.2.	DESARROLLO DE FILTROS.....	101
6.2.1.	<i>Filtro anti-alias</i>	101
6.2.2.	<i>Filtro coseno</i>	102
6.3.	INTERFAZ/SCRIPT MATLAB	103
6.3.1.	<i>Funcionamiento</i>	103
7.	RESULTADOS	124
8.	CONCLUSIONES	128
9.	FUTUROS PROYECTOS	129
	ANEXO A: MATRICES UTILIZADAS PARA EL DESARROLLO DE LA HERRAMIENTA	134
	ANEXO B: SCRIPT DE LAS FUNCIONES DE LOS FILTROS	142
	ANEXO C: GLOSARIO	144

ÍNDICE DE FIGURAS

Fig. 1.1. Diagrama de Gantt.....	7
Fig. 2.1. Esquema simplificado del sistema de protección	8
Fig. 2.2. Tipos de cortocircuitos [2].....	13
Fig. 2.3. División del sistema de potencia en zonas de protección [3].....	14
Fig. 2.4. Solapamiento de las zonas de protección [3]	15
Fig. 2.5. Alcance indefinido de la zona de protección	16
Fig. 2.6. Alcance definido de la zona de protección.....	17
Fig. 2.7. Tiempos habituales de eliminación de faltas [1]	22
Fig. 2.8. Relación típica carga/tiempo para distintos tipos de cortocircuito [3].....	22
Fig. 2.9. Esquema del proceso de captación, conversión y tratamiento de señales analógicas en un relé numérico [4].....	26
Fig. 3.1. Esquema funcional relé SEL-411L [5]	28
Fig. 3.2. Imagen frontal del relé SEL-411L [5].....	28
Fig. 3.3. Zonas de protección configurables SEL-411L [5]	29
Fig. 3.4. Ventajas de la protección de distancia respecto a la de sobrecorriente [3]	31

Fig. 3.5. Representación de la impedancia Z en el plano R-X [6].....	33
Fig. 3.6. Sistema de transmisión [6].....	33
Fig. 3.7. Representación de la impedancia Z_M del sistema de ejemplo [6].....	34
Fig. 3.8. Zonas de protección en una línea eléctrica y tiempos de operación [1].....	38
Fig. 3.9. Ajustes típicos de las distintas zonas de operación en una línea eléctrica [1]	39
Fig. 3.10. Representación de impedancia de falta (Z_F) en el plano R-X [1]	41
Fig. 3.11. Característica de operación circular [3].....	43
Fig. 3.12. Combinación de relés de impedancia y direccionales [3]	44
Fig. 3.13. Característica de operación mho [3].....	45
Fig. 3.14. Inconveniente de posible subalcance al tener resistencia de falta. Característica mho [3].....	46
Fig. 3.15. Zonas de carga y características de operación mho [1]	47
Fig. 3.16. Característica offset MHO	47
Fig. 3.17. Aplicaciones típicas de la característica offset mho [3].....	48
Fig. 3.18. Mínima impedancia de carga permitida con características lenticular, offset mho y circular [3]	48

Fig. 3.19. Característica de operación poligonal (cuadrilateral) [3].....	49
Fig. 3.20. Zonas de carga y característica de operación cuadrilateral [1]	52
Fig. 3.21. Infeed. Falta en la línea BC [1]	53
Fig. 3.22. Impedancia medida por el relé [1]	56
Fig. 3.23. Líneas eléctricas con transposición de fases [7].....	59
Fig. 3.24. Diagrama lógico de salida del elemento direccional de tierra 32G [5].....	66
Fig. 3.25. Diagrama lógico de habilitación de los elementos direccionales 32Q y 32QG [5].....	67
Fig. 3.26. Diagrama lógico del cálculo de los elementos direccionales polarizados por tensión de secuencia negativa (32Q y 32QG) [5]	67
Fig. 3.27. Diagrama lógico de habilitación de los elementos direccionales 32V y 32I [5]	68
Fig. 3.28. Diagrama lógico del cálculo del elemento direccional polarizado por tensión de secuencia homopolar (32V) [5].....	68
Fig. 3.29. Diagrama lógico del cálculo del elemento direccional polarizado por tensión de secuencia homopolar (32V) [5].....	69
Fig. 3.30. Diagrama lógico del cálculo del elemento direccional de fase 32P [5]	70
Fig. 3.31. Diagrama lógico del cálculo del elemento direccional de fase 32Q [5]	70

Fig. 4.1. Componentes de una señal.....	71
Fig. 4.2. Frecuencias de paso del filtro pasobajo [4]	74
Fig. 4.3. Filtrado de señal a través de filtro analógico [4]	74
Fig. 4.4. Filtro pasobajo IIR [4].....	77
Fig. 4.5. Filtro pasobajo FIR [4].....	77
Fig. 4.6. Respuesta filtro CAL [4].....	78
Fig. 4.7. Respuesta filtro coseno [4]	79
Fig. 4.8. Gráfico de impedancia del filtro de Fourier [4].....	80
Fig. 4.9. Comparación de los filtros coseno y Fourier [4]	81
Fig. 4.10. Respuesta en frecuencia de filtros coseno de ventanas de medio, uno y dos ciclos [4]	81
Fig. 4.11. Gráfico de impedancia de filtro coseno de dos ciclos [4].....	82
Fig. 4.12. Gráfico de impedancia de filtro coseno de un ciclo [4].....	83
Fig. 4.13. Gráfico de impedancia de filtro coseno de medio ciclo [4]	83
Fig. 4.14. Tiempo de operación vs frecuencia de muestreo [4].....	84
Fig. 4.15. Esquema de procesamiento de señales del relé SEL-411L [5].....	86
Fig. 5.1. Ejemplo de archivo .CFG.....	92

Fig. 5.2. Archivo .CFG esquematizado.....	92
Fig. 5.3. Ejemplo de archivo .DAT.....	97
Fig. 6.1. Script filtro Anti-Alias	102
Fig. 6.2. Script filtro coseno	103
Fig. 6.3. Script lectura de archivo COMTRADE	104
Fig. 6.4. Script paso a través de filtros	104
Fig. 6.5. Script solicitud de las características del sistema.....	105
Fig. 6.6. Script obtención de datos prefalta	106
Fig. 6.7. Script creación matriz M.....	107
Fig. 6.8. Script creación matriz IR.....	107
Fig. 6.9. Script creación matriz S.....	108
Fig. 6.10. Script creación matrices D y Z	108
Fig. 6.11. Script creación matriz IdF	109
Fig. 6.12. Script solicitud ajustes elementos direccionales	109
Fig. 6.13. Script creación matriz Sup	110
Fig. 6.14. Script creación matriz Cal	111

Fig. 6.15. Script solicitud ajustes característica MHO de tierra	111
Fig. 6.16. Script cálculo característica MHO de tierra	112
Fig. 6.17. Script solicitud ajustes característica Poligonal de tierra	112
Fig. 6.18. Script cálculo característica MHO de tierra	113
Fig. 6.19. Script solicitud ajustes y cálculo característica MHO de fase	113
Fig. 6.20. Script solicitud ajustes característica Poligonal de fase.....	114
Fig. 6.21. Script cálculo Poligonal de fase.....	114
Fig. 6.22. Script creación matriz Act.....	115
Fig. 6.23. Script función "Best Choice Ground Directional Element®"	117
Fig. 6.24. Script creación matriz Disp.....	118
Fig. 7.1. Menú opción representación canales	124
Fig. 7.2. Especificación de las características de la línea	125
Fig. 7.3. Ajustes elementos direccionales	125
Fig. 7.4. Ajustes características de disparo.....	126
Fig. 7.5. Solicitud de posiciones de los elementos direccionales de tierra	126
Fig. 7.6. Gráficas resultantes.....	127

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1.1. COSTE DE LOS RECURSOS HUMANOS4

TABLA 1.2. COSTE DE LOS EQUIPOS4

TABLA 1.3. COSTE TOTAL DEL PROYECTO6

TABLA 3.1. CONDICIONES HABILITANTES DE LOS ELEMENTOS DIRECCIONALES DE
TIERRA63

TABLA 3.2. AJUSTES PREDEFINIDOS PARA LOS ELEMENTOS DIRECCIONALES DE
TIERRA [5]64

TABLA 3.3. DETERMINACIÓN DE LA DIRECCIÓN DE LA FALTA64

TABLA 5.1. RESUMEN ARCHIVOS COMTRADE.....100

TABLA 6.1. VALORES DE ENTRADA118

TABLA 6.2. VALORES DE ENTRADA PREDEFINIDOS.....121

ÍNDICE DE ECUACIONES

Ecuación 1.1. Costes totales amortizables del proyecto.....	5
Ecuación 1.2. Costes indirectos del proyecto	5
Ecuación 3.1. Resistencia	33
Ecuación 3.2. Reactancia	33
Ecuación 3.3. Impedancia de la línea.....	34
Ecuación 3.4. Impedancia del transformador.....	34
Ecuación 3.5. Impedancia de la carga	34
Ecuación 3.6. Impedancia suma del circuito	34
Ecuación 3.7. Impedancia medida por el relé si la falta se produce en D.....	35
Ecuación 3.8. Impedancia medida por el relé si la falta se produce en C	35
Ecuación 3.9. Relación entre ohmios primarios y ohmios secundarios	35
Ecuación 3.10. Fórmula empírica de C. Warrington	50
Ecuación 3.11. Cálculo de la impedancia de carga máxima	52
Ecuación 3.12. Tensión en el punto A	54
Ecuación 3.13. Impedancia en el punto A	54

Ecuación 3.14. Impedancia real entre relé y punto F	54
Ecuación 3.15. Impedancia en el punto A (2).....	54
Ecuación 3.16. Error de medida	54
Ecuación 3.17. Impedancia vista por el relé	56

1. INTRODUCCIÓN

1.1. Motivación del presente trabajo

En cualquier sistema eléctrico de potencia del mundo, desde el más básico hasta el más complejo, está presente algún tipo de protección eléctrica. Aunque de un sistema a otro el tipo de protección puede variar en gran medida debido a las características y los requerimientos de cada uno, el objetivo es el mismo, proteger y dar estabilidad al sistema eléctrico. Las protecciones eléctricas son, por tanto, un elemento fundamental en la ingeniería eléctrica.

En la actualidad, como cualquier otro elemento del campo tecnológico, los relés evolucionan en cortos periodos de tiempo, mejorando su funcionamiento y añadiendo funciones que permiten un mejor desempeño y mayor seguridad. A pesar de ello, la base de funcionamiento de prácticamente cualquier relé moderno sigue siendo la misma que la de los primeros relés digitales planteados en la década de los 70. Se considera por ello necesario para un ingeniero eléctrico conocer perfectamente el funcionamiento básico de un relé actual.

1.2. Objetivo

El objetivo del presente proyecto es el desarrollo de una herramienta software capaz de simular el comportamiento de un relé actual ante una falta en el sistema eléctrico.

Mediante esta herramienta conseguiremos, sin tener el relé físicamente, comprobar cómo hubiese actuado éste durante un determinado evento anormal de

funcionamiento del sistema. Será a partir de archivos grabados y almacenado en formato COMTRADE, a partir de los cuales se extraiga la información del evento y se compruebe la correcta o incorrecta actuación del relé. Se buscará presentar una herramienta software fácilmente interpretable, mediante un gráfico en el cual se presenten los momentos en los que el relé hubiese actuado.

El relé tomado como referencia ha sido el modelo SEL-411L de la marca estadounidense SEL. Es uno de los relés más utilizados en la red eléctrica española. Cabe mencionar que no se busca la exactitud en la simulación del mencionado relé, sino que se pretende replicar el funcionamiento fundamental de éste, no teniendo en cuenta por tanto todas las funciones que ofrece.

1.3. Entorno socioeconómico

Un relé es un elemento que tiene una vida útil de aproximadamente 15 o 20 años y que, en conjunto con los demás relés del sistema a proteger, constituyen un coste elevado. Pero el mayor coste puede darse por el hecho de no haber seleccionado y configurado correctamente los relés a instalar.

La decisión de instalar un modelo de relé u otro para proteger un cierto sistema eléctrico habitualmente se toma tras la realización de ciertas pruebas para cada uno de los modelos preseleccionados. Estos modelos se preseleccionan teniendo en cuenta las características y requerimientos del sistema que se quiere proteger, así como los modelos disponibles en el mercado y sus funciones. Se hará una primera selección de 3 o 4 modelos del mercado que cumplan las especificaciones requeridas por el sistema. Una vez son seleccionados estos modelos, se procede a realizar las

pruebas de cada uno de ellos por el personal de la empresa que va a comprar los relés. Estas pruebas pueden abarcar meses e incluso años, ya que se toman una gran cantidad de datos y pruebas para asegurar que se escoge el relé más adecuado para el sistema a proteger.

La herramienta software diseñada en el presente proyecto busca precisamente tratar de sustituir estas pruebas que se hacen habitualmente sobre los propios relés, realizándolas simplemente con un ordenador y el software matemático MATLAB. Gracias a ello, se conseguirán disminuir los tiempos de análisis de cada uno de los modelos de relé. Esto tiene un impacto directo en el coste que implica la prueba de los equipos, ya que se disminuye el tiempo de trabajo del personal en las pruebas de cada modelo. Asimismo, esta herramienta software proporciona mayor flexibilidad en el momento de realizar ajustes del relé simulado, al igual que ahorro de espacio y comodidad, gracias a poder transportarlo en cualquier ordenador.

1.4. Presupuesto

1.4.1. Coste de los recursos humanos

Se detallan a continuación los costes relativos al personal que ha participado en el desarrollo del proyecto:

- 1 Ingeniero junior (Desarrollador del proyecto)
- 1 Ingeniero sénior (Director del proyecto)

Se consideran los precios por hora mostrados en la *TABLA 1.1. COSTE DE LOS RECURSOS HUMANOS*, al igual que las horas totales empleadas y el coste total.

TABLA 1.1. COSTE DE LOS RECURSOS HUMANOS

Personal	€/h	Horas (h)	Coste total
Ingeniero sénior	30,00	30	900,00 €
Ingeniero junior	15,00	380	5.700,00 €
TOTAL (IVA incluido)			6.600,00 €

1.4.2. Coste de los equipos

En el desarrollo de este proyecto se ha utilizado el software matemático MATLAB y el procesador de textos Microsoft Word (incluido en el paquete Microsoft Office Profesional 2016). Será por tanto necesario incluir el coste de la licencia de la cada uno de los softwares mencionados así como el coste de un ordenador y consumibles utilizados.

Se considera un periodo de amortización de cuatro años para los equipos utilizados. La duración del proyecto es de 5 meses.

TABLA 1.2. COSTE DE LOS EQUIPOS

Producto	Coste (€)
Ordenador	1.755,59 €
Consumibles	32,00 €
MATLAB	6.000,00 €
Microsoft Office Profesional 2016	539,00 €
TOTAL (4 años)	8.326,59 €

TOTAL AMORTIZABLE PROYECTO	867,35 €
-----------------------------------	-----------------

El coste total amortizable se ha hallado mediante la siguiente fórmula (*Ecuación 1.1. Costes totales amortizables del proyecto*).

$$\begin{aligned}
 C. \text{ totales amortizables} &= C. \text{ amortizables anuales} \cdot \frac{5 \text{ meses}}{12 \text{ meses} \cdot 4 \text{ años}} \\
 &= 8.326,59 \text{ €} \cdot \frac{5}{12 \cdot 4} = 867,35 \text{ €}
 \end{aligned}$$

Ecuación 1.1. Costes totales amortizables del proyecto

*C.=Costes

1.4.3. Coste total del proyecto

En la siguiente tabla (*TABLA 1.3. COSTE TOTAL DEL PROYECTO*) se incluyen todos los costes económicos del proyecto.

Se han incluido en esta tabla los costes indirectos, estimados en un 25% de los costes directos, considerados estos últimos como los costes de los recursos humanos (*Apartado 1.4.1. Coste de los recursos humanos*). Por lo tanto los costes indirectos ascienden a la cantidad de **1.650 €**, calculada en la *Ecuación 1.2. Costes indirectos del proyecto*

$$\begin{aligned}
 \text{Costes indirectos} &= 25\% \text{ de Costes de recursos humanos} = 0,25 \cdot 6.600,00 \\
 &= 1.650,00 \text{ €}
 \end{aligned}$$

Ecuación 1.2. Costes indirectos del proyecto

Así mismo, en la siguiente tabla, se incluyen los costes de traslados necesarios para el desarrollo del proyecto.

TABLA 1.3. COSTE TOTAL DEL PROYECTO

Producto	Coste (€)
Costes directos	6.600,00 €
Costes indirectos	1.650,00 €
Costes amortizables	867,35 €
Costes de traslados	28,61 €
TOTAL (4 años)	9.145,96 €

1.5. Estructura del documento

La memoria se divide en dos bloques principales. Durante el primer bloque se expone una introducción teórica a las protecciones eléctricas, explicando las características y el funcionamiento general de éstas. Igualmente, se detallan las características específicas, así como el funcionamiento de la protección eléctrica sobre la que se desarrolla la herramienta (relé SEL-411L).

Tras esta introducción, el segundo bloque trata el desarrollo de la herramienta de simulación, en la que se expone en detalle el proceso de desarrollo de ésta, así como su funcionamiento, resultados y conclusiones.

1.6. Planificación del proyecto. Diagrama de Gantt

Para la realización del proyecto se planificó un esquema de trabajo mediante un diagrama Gantt, el cual se ha seguido para el cumplimiento de tiempos de entrega. Se expone el diagrama de Gantt del proyecto en la siguiente figura (*Fig. 1.1. Diagrama*

de Gantt), mostrado en escala mensual. El inicio del proyecto fue el *15 de Enero de 2018*, finalizando éste con la sesión de defensa, el *3 de Julio de 2018*.

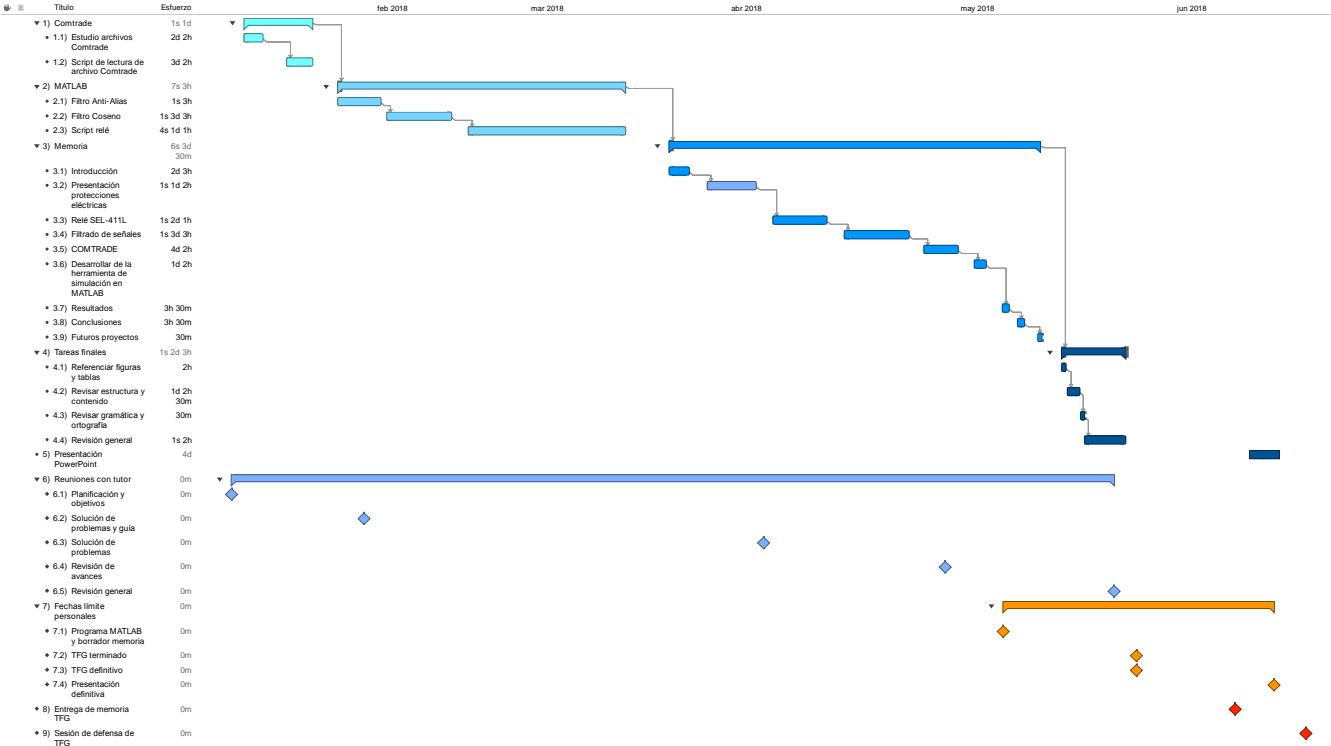


Fig. 1.1. Diagrama de Gantt

2. PRESENTACIÓN DE LAS PROTECCIONES ELÉCTRICAS

2.1. Introducción a las protecciones eléctricas

El sistema de protección es el conjunto de elementos de un sistema eléctrico encargados de proteger a éste ante condiciones anormales de operación. Estas protecciones miden en todo momento distintos parámetros analógicos del sistema (tensiones y corrientes) reduciendo su valor mediante transformadores de tensión e intensidad a magnitudes adecuadas para el trabajo del relé. Tras aplicar una serie de algoritmos, detectando si existe un defecto y dónde se encuentra, el sistema decide si actúa o no sobre los interruptores, abriéndolos o cerrándolos para tratar de volver al estado normal de funcionamiento.

Otro elemento muy importante es el sistema de tele-protección, que es el encargado de trasladar de forma adecuada, las señales y mensajes de protección de un extremo del sistema a otro. Este sistema está compuesto por los equipos de comunicación y el enlace físico que los conecta.

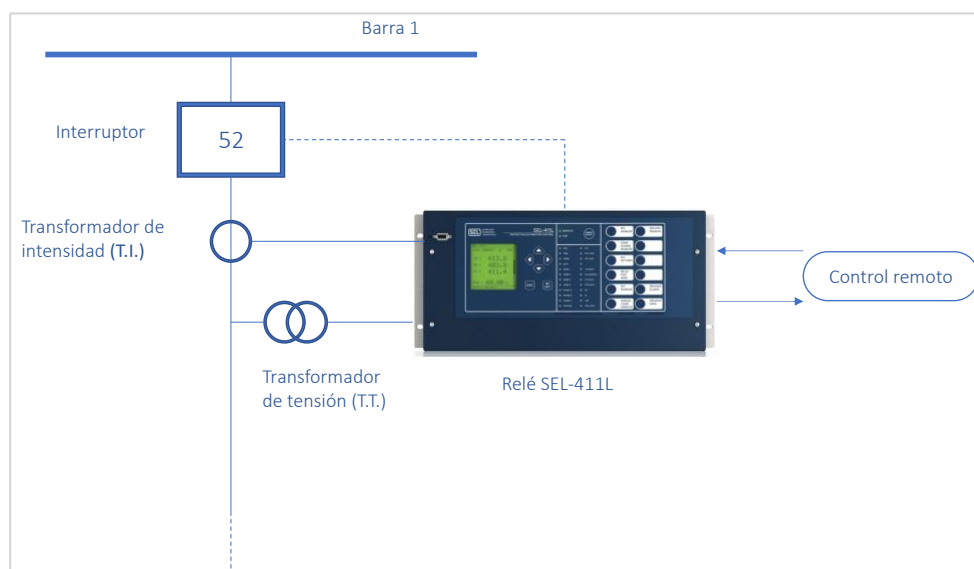


Fig. 2.1. Esquema simplificado del sistema de protección

2.1.1. Elementos que componen el sistema de protección

- *Transformador de tensión.* Reduce la magnitud de la tensión del punto que se quiere medir a valores admisibles para el relé.
- *Transformador de corriente.* Reduce la magnitud de la intensidad del punto objeto de medida a valores admisibles para el relé.
- *Interruptor.* Aísla la falta y delimita las zonas de protección, las cuales se explicarán posteriormente (*Apartado 2.1.2. Zonas de protección*). Aunque actualmente los interruptores más comunes son los de hexafluoruro de azufre (SF6), por sus mejores características, también hay de otros tipos, como los de aire comprimido o aceite.
- *Protección.* Es el dispositivo que, a partir de los datos obtenidos de tensión y corriente, decide emitir las órdenes de disparo y cierre.
- *Baterías CC.* Son utilizadas para alimentar la protección. Normalmente existe una para la protección primaria y otra para la protección secundaria.
- *Sistemas de comunicación.* Sistema a través del cual se transmiten órdenes de permiso de disparo y bloqueo, órdenes de aceleración de escalón, órdenes de tele-disparo, etc. El soporte puede ser a través de onda portadora, fibra óptica, ondas de radio o hilos piloto.

Las funciones de las protecciones eléctricas son las siguientes:

- Aislar de la red todo elemento de la misma sometido a una incidencia
- Evitar la propagación de la incidencia
- Minimizar los daños sobre la red
- Devolver el sistema a la configuración previa a la falta
- Proporcionar información sobre la localización y el tipo de falta

El relé es ayudado por interruptores que son capaces de desconectar el elemento a proteger de la falta producida cuando el relé lo solicita. Normalmente, los interruptores están situados en puntos en los cuales cada generador, transformador, línea de transmisión, etc., puedan ser desconectados del resto del sistema.

2.1.2. Perturbaciones en el sistema

El tipo de fallo eléctrico que causa mayor preocupación es el cortocircuito, pero hay otras condiciones anormales de operación a las que también se debe prestar atención. Es por ejemplo el caso de arranques de motores y generadores, entre otros casos. Con el propósito de prevenir fallos eléctricos, en el diseño y operación se deberán tener en cuenta distintos aspectos, tales como la provisión de aislamiento adecuado o seguir una adecuada rutina de operación y mantenimiento. El objetivo final es garantizar la seguridad del sistema con unos periodos mínimos de interrupción del servicio.

Los relés protegen el sistema eléctrico, minimizando el posible daño producido por un fallo eléctrico y en definitiva mejorando su funcionamiento, pero su efectividad es también función del correcto diseño del propio sistema. Por este motivo, el diseño del sistema de protección debe realizarse conjuntamente con el diseño de los demás aspectos del sistema eléctrico.

Se puede indicar entonces que las protecciones eléctricas son necesarias para garantizar la seguridad, tanto de las personas e instalaciones, como la de los componentes del propio sistema.

En cuanto al primer objetivo, se diseñará la instalación bajo la hipótesis considerada para el diseño de las redes de tierra, que estima un tiempo de eliminación de la falta de alrededor de 500 ms. Igualmente, será imprescindible un correcto diseño de la aparamenta y otros elementos de la red, para así evitar posibles daños en ésta.

Por otro lado se ha de considerar la seguridad del sistema, que se deberá analizar desde el punto de vista dinámico y estático. Desde el punto de vista dinámico, deben asegurar la estabilidad del sistema, detectando y aislando cortocircuitos en el menor tiempo posible. Desde el punto de vista estático, se debe garantizar la seguridad en régimen permanente, el sistema debe poder soportar la pérdida de cualquier elemento (selectividad) y continuar funcionando.

Ahora bien, las perturbaciones que pueden aparecer en el sistema son de orígenes muy diversas y con consecuencias dispares, por lo que las protecciones eléctricas tendrán que cubrir todos los casos posibles en mayor o menor medida. Un comportamiento anormal o perturbación se define como *"todo estado o evento indeseable, involuntario y normalmente imprevisible, en la configuración o funcionamiento de la red"* [1]. Estas perturbaciones pueden ser debidas a la aparición de una falta, o la variación de algún parámetro de la red (tensión, intensidad o frecuencia). Esta variación ocurre, por ejemplo, en la conexión o desconexión brusca de generadores o consumidores, en una maniobra anómala, o en disparos intempestivos de las protecciones entre otros casos.

Las causas más comunes de perturbaciones se enuncian a continuación:

- *Climatología y factores atmosféricos* (por ejemplo descargas, hielo o nieve, viento, humedad o incendios...)
- *Influencia de animales y vegetación* (por ejemplo aves, roedores en canalizaciones o el arbolado...)
- *Envejecimiento* (por ejemplo sobrecalentamiento, corrosión o deterioro de aislamientos)
- *Fallos electromecánicos* (por ejemplo anomalías en equipos, defectos en materiales o agarrotamientos)
- *Factores humanos* (por ejemplo errores en trabajos con grúas o excavadoras, errores de operación, falta de mantenimiento o errores en ajustes)

Aunque, como se puede comprobar, hay muchos tipos de causas distintas a las cuales se debe prestar atención, como se ha mencionado anteriormente, el tipo de fallo eléctrico más preocupante es el cortocircuito. Hay cuatro tipos de cortocircuito, aunque antes de desarrollarlos, se definirá el término cortocircuito. El cortocircuito es un suceso que ocurre cuando dos puntos de un sistema eléctrico, entre los cuales existe una diferencia de potencial, se ponen en contacto entre sí. Esto provoca corrientes de valor dependiente de varios factores como la propia diferencia de potencial entre los cables o la distancia a transformadores o motores por ejemplo, pero por lo general muy elevadas, del orden de kA en redes de alta tensión (redes de tensiones superiores a 30 kV).

Los tipos de cortocircuito que se pueden producir en un sistema trifásico son:

- Cortocircuito trifásico: Consiste en el contacto de las tres fases entre sí. Es el que menor probabilidad de ocurrencia tiene (~5%) pero el más dañino.
- Cortocircuito bifásico: También llamado aislado o puro. Consiste en el contacto entre dos fases entre sí. Suele derivar en un cortocircuito trifásico.
- Cortocircuito bifásico a tierra: Consiste en el contacto entre dos fases y un punto de tierra a potencial cero. Junto con los cortocircuitos bifásicos aislados, comprenden aproximadamente el 15% de los casos de cortocircuito.
- Cortocircuito monofásico: También llamado cortocircuito fase-tierra. Consiste en el contacto entre una fase y un punto de tierra (potencial cero). Aunque son los menos dañinos, es el tipo de cortocircuito que mayor probabilidad de ocurrencia tienen (~80%).

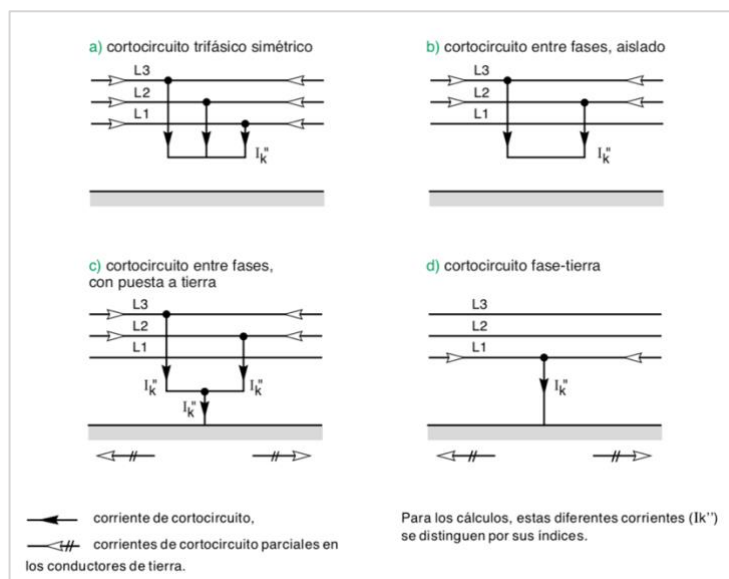


Fig. 2.2. Tipos de cortocircuitos [2]

Según los requisitos del sistema (emplazamiento, requisitos de no interrumpibilidad, probabilidad de ocurrencia de perturbaciones...), a las protecciones se les exigirá un

cierto grado de precisión, tiempo de actuación o un alcance determinado. Todo esto sin olvidar el aspecto económico.

2.1.3. Zonas de protección

Como se ha comentado anteriormente, las protecciones desconectan, si es necesario, una parte del sistema eléctrico, pero deben desconectarlo de tal modo que se provoque el mínimo impacto en la continuidad de este sistema. Es decir, deben aislar estrictamente lo necesario para que la falta sea eliminada pero no provoque una interrupción de circulación de corriente habitual en partes donde no sea imprescindible. Para lograr este objetivo, la protección se divide en zonas de operación o zonas de protección. En la siguiente figura (*Fig. 2.3. División del sistema de potencia en zonas de protección*) se puede observar como el sistema está dividido en 7 zonas delimitadas cada una de ellas por interruptores.

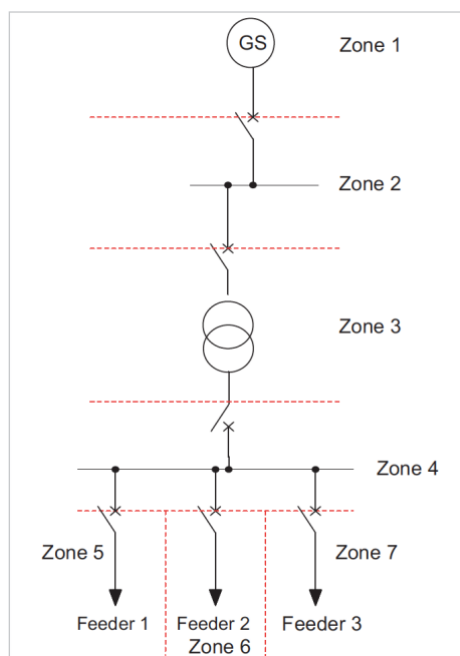


Fig. 2.3. División del sistema de potencia en zonas de protección [3]

Por tanto, podemos definir la zona de protección como la parte del sistema de potencia delimitada por interruptores capaces de aislarla del resto del sistema. Coincide normalmente con un elemento como la línea, el embarrado, una reactancia, un transformador o un condensador. Retomando la figura anterior (*Fig. 2.3. División del sistema de potencia en zonas de protección*) se puede observar por ejemplo que la *zona 1* abarca el generador, la *zona 3* abarca el transformador y las zonas 2 y 4 abarcan embarrados.

Para que no se den problemas de protección debido a que quede una zona intermedia sin proteger entre una zona de protección y otra, se solapan los alcances de los sistemas de protección de zonas adyacentes. Se puede ver en la *Fig. 2.4. Solapamiento de las zonas de protección* como, de esta forma, no queda ningún punto del sistema que no esté incluido en alguna de las zonas de protección.

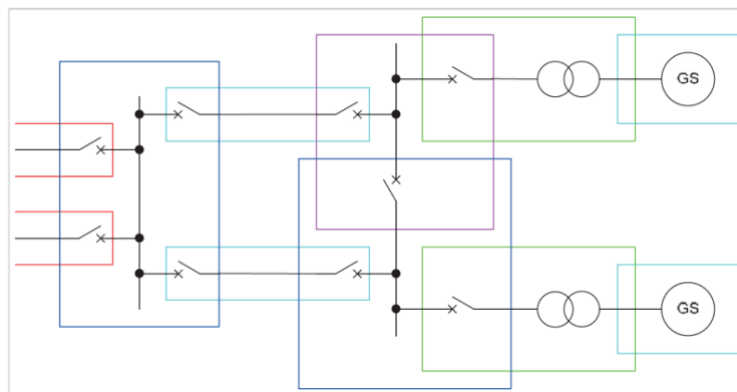


Fig. 2.4. Solapamiento de las zonas de protección [3]

Este solapamiento tiene como desventaja, que puede hacer que en una falta abran más elementos de los estrictamente necesarios. Esto no debe ocurrir, por lo que se debe asegurar una correcta selectividad que evite operara a aquellos elementos que no deben operara

2.1.4. Alcance del sistema de protección

El alcance del sistema de protección *“es aquella parte del sistema eléctrico en la que el sistema de protección es capaz de detectar una perturbación”* [1]. Suele estar determinado por la ubicación de los transformadores de intensidad que transmiten la información a la protección. Se definen dos tipos de alcance para las protecciones:

- Protecciones abiertas o de alcance indefinido. Tienen un alcance que es función de su ajuste pero cuyos límites, o alguno de ellos, no están asociados a un punto físico concreto de la red. En el sistema de la *Fig. 2.5. Alcance indefinido de la zona de protección* se puede observar el relé SEL-411L funcionando como protección de distancia. En este caso, el alcance de la zona de protección estará determinada por los ajustes del relé, no por un elemento del sistema de protección. Se puede observar en esta misma figura, en color naranja, la zona de protección de la línea.

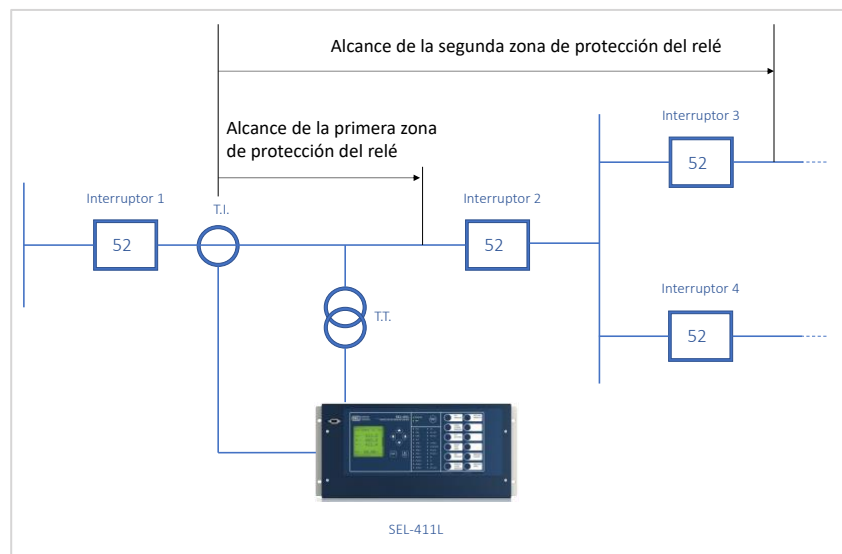


Fig. 2.5. Alcance indefinido de la zona de protección

- Protecciones cerradas o de alcance definido. Detectan aquellas perturbaciones ante las cuales son suficientemente sensibles en una zona físicamente delimitada de la red. En este caso, en la *Fig. 2.6. alcance definido de la zona de protección* el relé SEL-411L funciona como protección diferencia, y a diferencia del caso anterior, se puede observar como el alcance sí está claramente delimitado por un elemento físico, como son los transformadores de intensidad a través de los cuales el relé toma los datos del sistema.

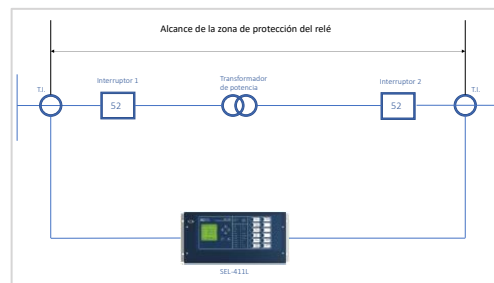


Fig. 2.6. Alcance definido de la zona de protección

2.1.5. Protección primaria y de respaldo

La fiabilidad de la protección, como se verá posteriormente (*Apartado 2.1.6. Características de los sistemas de protección*) es una característica imprescindible, y es por ello por lo que es necesario establecer en este sentido dos grupos de protección: una protección primaria y una protección de respaldo. La protección primaria es la que debe actuar ante una falta en su zona de protección, y la protección de respaldo será la que actúe en caso de fallo de la protección primaria.

La protección primaria, está asociada a un elemento en concreto, por ejemplo un transformador de potencia, al cual protege mediante un disparo instantáneo al

detectar la falta. El disparo de esta protección es selectivo para intentar no disparar más allá de los interruptores estrictamente necesarios.

La protección de respaldo no tiene un elemento asociado claramente definido, como sí lo tiene la protección principal. Protege al elemento en falta mediante un disparo temporizado y a diferencia de la principal, el disparo de la protección de respaldo no es selectivo. Este tipo de protección puede ser local o remota:

- Protección de respaldo local. Se consigue mediante una protección que detecta el funcionamiento incorrecto de la protección primaria en su propia ubicación, y activa sus propios interruptores. Es decir, esta protección de respaldo se encuentra en la misma ubicación que la primaria. Por ejemplo, un relé de sobrecorriente temporizado.
- Protección de respaldo remota. Se consigue mediante una protección que detecte el funcionamiento incorrecto de la protección primaria en una zona remota y es entonces cuando emite una orden de disparo al relé correspondiente.

En ambos casos, tanto la protección primaria como la secundaria detectan el fallo a la vez y será la primaria la que dispare. Pero si esta falla, la protección de respaldo actuará un tiempo predeterminado después. En el caso de que haya actuado la protección de respaldo, se desconectará una zona mayor que la necesaria, que es la que hubiese desconectado la protección primaria.

La extensión y el tipo de protección de respaldo estará relacionada con la probabilidad de fallo y la importancia económica relativa del sistema a proteger. Por

ejemplo para sistemas de distribución en los que el tiempo de despeje de falta no es crítico, la protección de respaldo remota de disparo temporizado puede ser adecuada. En cambio para sistemas de muy alta tensión, donde la estabilidad del sistema está en riesgo si la falta no se despeja rápidamente, será más recomendable utilizar varios sistemas de protección primarios operando en paralelo y diferentes tipos (por ejemplo, distancia y sobrecorriente) garantizando así un disparo rápido y fiable.

2.1.6. Características de los sistemas de protección

A continuación se indican las principales características de los sistemas de protección:

- Fiabilidad

Un requisito básico del equipo de protección es la fiabilidad. Si un relé no funciona correctamente, las propiedades de protección asociadas serán ineficaces. Por lo tanto, es imprescindible que los relés tenga una fiabilidad máxima, y que su aplicación, instalación y mantenimiento sean tales que aseguren un máximo desempeño.

La fiabilidad depende de los siguientes factores:

- *Diseño o configuración*
- *Instalación*
- *Deterioro en servicio*

Esta fiabilidad a su vez es función de:

- *Seguridad.* Probabilidad de no actuación cuando no debe hacerlo. Es decir, que no actúe durante una falta externa.
- *Obediencia.* Probabilidad de actuación cuando sí debe hacerlo. Es decir, que actúe al producirse una falta interna.

Por otra parte, los diferentes tipos de operación de una protección se pueden clasificar según el efecto obtenido de ellas, de la siguiente forma:

- *Operaciones correctas y deseadas*
- *Operaciones correctas pero no deseadas* (como las de respaldo)
- *Operaciones incorrectas*
- *No operación*

La fiabilidad general de las protecciones eléctricas actuales es considerablemente alta. Así, entre las operaciones correctas y correctas no deseadas se obtiene un porcentaje de entre un 97% a 99%. Mientras que las operaciones correctas y deseadas van de un 90% a 95%.

Esta fiabilidad se consigue a partir de un buen diseño y larga experiencia. La simplicidad y robustez contribuyen a esta fiabilidad, aunque no son por si mismas la solución completa.

- *Selectividad*

La selectividad es la capacidad de un sistema de protección para discriminar entre las condiciones ante las que debe actuar y las que no debe hacerlo. Esta característica

hace que, durante una falta, la cantidad de elementos aislados del sistema sea el estrictamente necesario para aislar la perturbación.

En el caso de protecciones de alcance abierto y sin sistema de teleprotección, la selectividad se obtiene mediante la temporización de las órdenes de disparo.

- Rapidez

Es el tiempo transcurrido desde la aparición de la falta y la actuación del sistema de protección. En este tiempo no se incluyen las temporizaciones programadas a voluntad. Lo ideal es que las protecciones despejen la falta con la mayor rapidez posible, ya que uno de los principales objetivos es asegurar la continuidad del suministro mediante la eliminación de cada perturbación antes de que se produzca una pérdida generalizada de sincronismo y el consecuente colapso del sistema de energía.

Los tiempos habituales de eliminación de faltas son los que se muestran a continuación (*Fig. 2.7. Tiempos habituales de eliminación de faltas*):

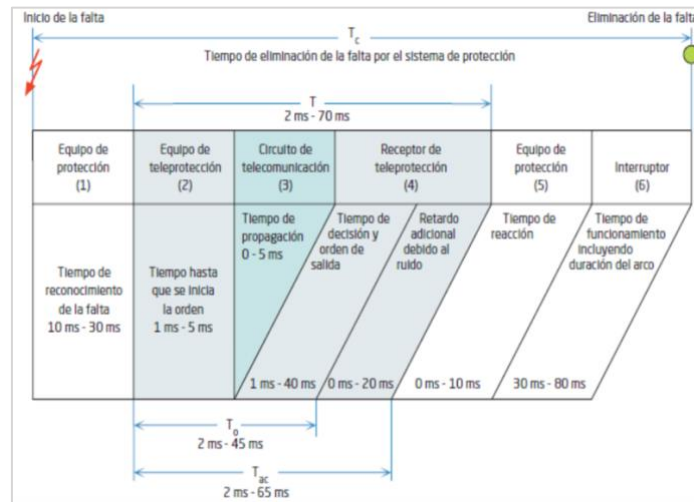


Fig. 2.7. Tiempos habituales de eliminación de faltas [1]

A medida que aumenta la carga en un sistema de potencia, la diferencia de fase entre tensiones en diferentes nudos del sistema también aumenta, y por lo tanto también lo hace la probabilidad de que el sincronismo se pierda cuando el sistema sea perturbado debido a una falta. Cuanto menor sea la probabilidad de que una perturbación se mantenga en el sistema, mayor puede ser la carga de este.

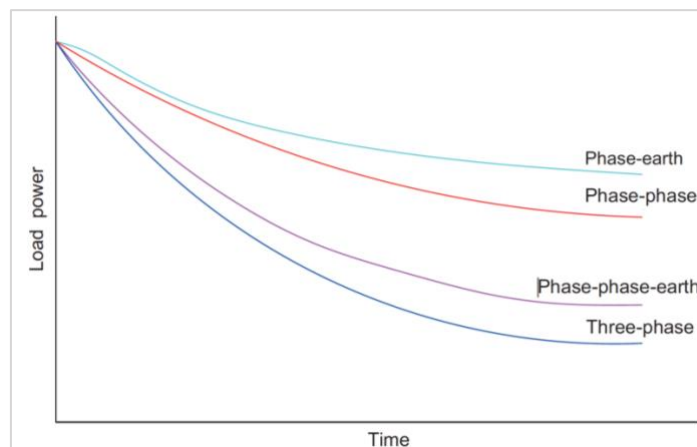


Fig. 2.8. Relación típica carga/tiempo para distintos tipos de cortocircuito [3]

La Fig. 2.8. Relación típica carga/tiempo para distintos tipos de cortocircuito muestra las relaciones típicas entre la carga del sistema y los tiempos de eliminación de falta

para los distintos tipos de cortocircuito. Se puede ver que las faltas trifásicas o bifásicas tienen un efecto más marcado sobre la estabilidad del sistema que las faltas monofásicas, por lo que requieren una actuación más rápida.

La estabilidad del sistema no es, sin embargo, la única consideración. La rapidez con la que opere la protección asegura la minimización del daño causado al equipo por la falta. El daño producido durante una falta por ésta es proporcional al tiempo que la falta esté presente, por lo tanto, es importante que la protección funcione lo más rápido posible. La velocidad de operación suele tener relación directa con el coste del equipo, y suele primar esta rapidez frente al ahorro económico, especialmente por ejemplo en el caso de plantas generadoras o sistemas de alta y muy alta tensión los cuales requieren sistemas de protección con la mayor velocidad y confiabilidad posibles. Sin embargo, en circuitos de distribución normalmente no se requiere un despeje de falta extremadamente rápido, por lo que estos están generalmente protegidos por sistemas con disparo retardado de tiempo.

- Exactitud

La exactitud es el cociente entre el valor práctico de operación y el valor teórico de ajuste. Las protecciones deben operar con la mínima desviación posible, las máximas son entre un 5% y 10% según cada caso.

- Sensibilidad

Dada por el mínimo valor de magnitud a la cual la protección actúa. Depende de diversos factores, como el tipo de protección empleada, sus umbrales mínimos de medida, la relación de transformación de los transformadores de tensión y corriente empleados, así como de las características del elemento protegido y del sistema eléctrico.

2.2. Funcionamiento de las protecciones eléctricas

Como se ha comentado anteriormente, las protecciones eléctricas toman magnitudes analógicas del sistema eléctrico a proteger, estas son tensiones y corrientes. Previamente a la recepción de estos valores por el equipo de protección, estas magnitudes se reducen a valores admisibles para estos equipos. Esta reducción la realizan los transformadores de tensión y los transformadores de corriente.

A partir de las diferencias individuales o entre ellas de ambas magnitudes (tensiones y/o corrientes), las protecciones son capaces de detectar la presencia de la falta, el tipo y la distancia hasta ésta. Para cada tipo y localización de falta se producen cambios diferentes, conocidos, en las magnitudes medidas, por lo que hay diferentes relés diseñados para reconocer cada particular diferencia y a partir de ésta actuar. Estas diferencias particulares comentadas son variadas ya que pueden diferir en magnitud, frecuencia, ángulo de fase, duración, tasa de cambio, dirección u orden de cambio y armónicos o forma de onda. Por ejemplo, grosso modo, un relé diseñado para actuar como protección diferencial de una línea, actúa al diferir en un cierto valor las magnitudes de las corrientes recibidas desde ambos extremos de las líneas. En cambio, como función de protección de distancia tomaría los valores de tensión

e intensidad en la ubicación del relé y sería a partir de los cambios producidos en estas magnitudes cuando decidiría actuar o no.

Debido a que se tienen múltiples factores con los que trabajar, ya sea en combinación o en términos relativos de una magnitud en distintas ubicaciones, se puede discriminar entre las distintas faltas y actuar en consecuencia ante cada una de ellas.

A modo resumen, se exponen los pasos del proceso descrito en el presente apartado y se esquematiza en la *Fig.2.9. Esquema del proceso de captación, conversión y tratamiento de señales analógicas en un relé numérico.*

Paso 1. Las señales de entrada de tensiones y corrientes son captadas y reducidas a niveles adecuados gracias a transformadores de tensión y transformadores de corriente.

Paso 2. La señal pasa por un filtro analógico, típicamente paso-bajo, encargado de eliminar las señales de muy alta frecuencia.

Paso 3. La señal pasa por un conversor que transforma la señal analógica en una señal digital.

Paso 4. La señal pasa por un filtro digital, encargado de realizar un remuestreado de la señal digital al objeto de generar las señales con las que operarán las distintas funciones del relé numérico.

Paso 5. Por último, se procesan las magnitudes filtradas y tratadas en las diferentes funciones al objeto de determinar las acciones requeridas. Según

el tipo de protección (de distancia, sobrecorriente...) serán necesarios unos datos u otros.

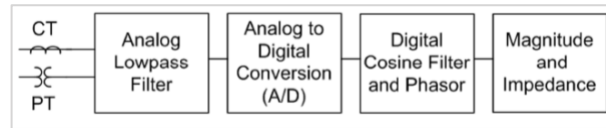


Fig. 2.9. Esquema del proceso de captación, conversión y tratamiento de señales analógicas en un relé numérico [4]

Medición de magnitudes

Las protecciones, al analizar el sistema de potencia, tratan a éste como una red con componentes distribuidos en ramas derivadas de nudos, formando bucles cerrados o mallas. Las variables del sistema son la tensión y la corriente, considerándose en estado estacionario como magnitudes variables en el tiempo con frecuencia única y constante. Los parámetros de la red son la impedancia y la admitancia. Se suponen magnitudes lineales, bilaterales (independientes de la dirección del sentido de la corriente) y constantes para una frecuencia constante.

Posteriormente, en el apartado 3.3.2. *Función de protección de distancia del relé SEL-411L* se explica en detalle el funcionamiento de las funciones de distancia y diferencial, así como las magnitudes que estos miden.

3. Relé SEL-411L

3.1. Introducción

La empresa SEL (Schweitzer Engineering Laboratories) es una empresa estadounidense fundada en 1982 en Pullman, Washington. Diseña, fabrica y ofrece soporte de productos y servicios que van desde protección de generadores y transmisores hasta sistemas de automatización y control de distribución. Cuenta con una plantilla de más de 5000 empleados. Actualmente es uno de los principales desarrolladores y fabricantes a nivel mundial de productos para proteger, monitorizar, controlar y medir los sistemas de energía eléctrica. En España, sus productos son utilizadas por las principales empresas eléctricas, como es el caso de Red Eléctrica de España.

3.2. Características de SEL-411L

El relé SEL-411L es un sistema avanzado de protección, automatización y control de diferencial de línea. Este relé es utilizado para proteger cualquier línea de transmisión, ya sea corta, larga o con compensación en serie. Nos proporciona distintas funciones de protección; protección diferencial de corriente (87L), protección de distancia (21) y protección de sobrecorriente direccional de línea (67). Será estudiada en profundidad y replicada mediante la herramienta de cálculo MATLAB la protección de distancia (21).

Se muestra a continuación un esquema funcional del relé (*Fig. 3.1. Esquema funcional relé SEL-411L*).

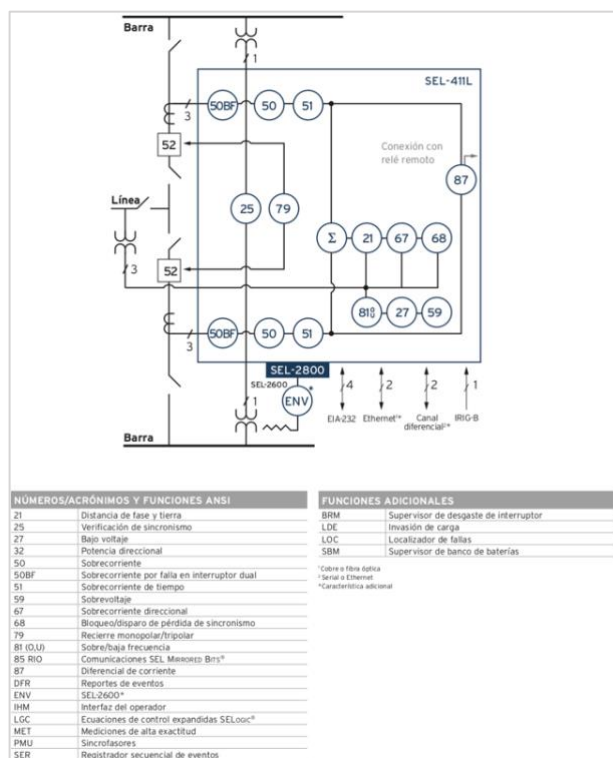


Fig. 3.1. Esquema funcional relé SEL-411L [5]

Una imagen del producto SEL-411L es mostrada a continuación (*Fig.3.2. Imagen frontal del relé SEL-411L*).



Fig. 3.2. Imagen frontal del relé SEL-411L [5]

En el relé SEL-411L pueden ser configuradas hasta 5 zonas de protección de elementos de distancia de fase y tierra mediante características mho y poligonal (explicadas en el *Apartado 3.3.1.3. Características de medida del relé de distancia*).

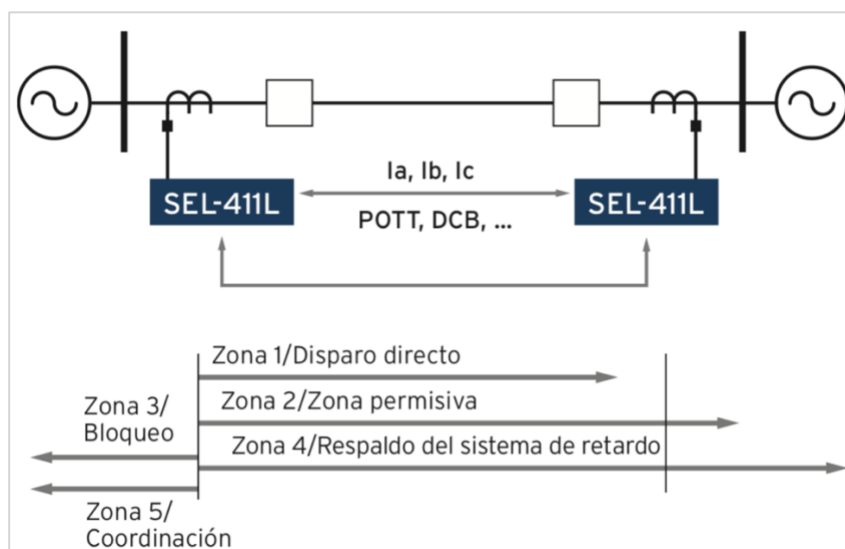


Fig. 3.3. Zonas de protección configurables SEL-411L [5]

Ofrece protección completa para la línea y el transformador, además de simplificar los esquemas de protección.

Este relé también proporciona la función de localización de faltas por onda viajera para una mayor precisión a la hora de localizar una falta. Asimismo, proporciona una medición en tiempo real del estado del sistema con tensiones y corrientes sincronizadas. A través de diferentes softwares, se pueden visualizar estos datos en un ordenador a distancia, además de comprobar el estado del relé, cambiar ajustes y obtener datos de cierto evento.

3.3. Funcionamiento como protección de distancia

3.3.1. Fundamentos generales de la función de protección de distancia

Las protecciones con función de protección de distancia son utilizadas especialmente en redes de transporte en alta tensión y fundamentalmente en la protección de líneas de transmisión. En este tipo de redes malladas como las de transporte y distribución, la protección además de proteger los equipos primarios, busca garantizar la estabilidad del sistema de potencia al producirse una falta. Como se ha comentado anteriormente, es imprescindible que al producirse una falta, las protecciones la detecten y despejen con la mayor rapidez posible. Por tanto, el sistema de protección debe garantizar unos tiempos máximos de disparo sea cual sea la potencia de cortocircuito en el momento (cargas conectadas, líneas...). Ocurre que el tiempo de disparo de los relés de sobrecorriente es función de la corriente de falta, por lo que no pueden cumplir la premisa descrita y entre otros aspectos, por ello son necesarias las protecciones de distancia.

Debido a que la impedancia de una línea es proporcional a su longitud, el relé es capaz de medir la distancia entre su ubicación y el punto de falta midiendo la impedancia vista. Estas protecciones están constantemente midiendo la impedancia o reactancia por fase en el sentido de operación a partir de los valores de tensión y corriente existentes en el punto de ubicación del relé.

El relé actuará, en un tiempo determinado, en función de la impedancia existente entre su ubicación y el punto de falta. Esto proporciona la opción de, ajustando la impedancia a la que debe actuar, discriminar entre faltas dentro y fuera de la zona que se busca proteger. En esta ocasión no ocurre como en el caso mencionado anteriormente sobre las protecciones de sobrecorriente, ya que la impedancia medida es "relativamente" independiente del valor de la corriente de falta, siempre que

supere la sensibilidad del relé. Otro aspecto diferencial de las protecciones de distancia frente a las de sobrecorriente es el hecho de que las primeras, gracias a que disparan o no en función de la impedancia medida, puede disparar con corrientes de falta del mismo orden de magnitud o incluso menores que la corriente máxima de carga, lo que es positivo y no puede hacerlo la función de sobrecorriente.

Se puede observar en la *Fig. 3.4. Ventajas de la protección de distancia respecto a la de sobrecorriente* un caso en el que cambia la impedancia fuente (*Fig.3.4.a. a Fig.3.4.b*). Ante este suceso, la función de distancia sí funciona correctamente, ya que su cobertura de protección es prácticamente independiente de las impedancias de la fuente, pero no ocurre lo mismo con la función de sobrecorriente, la cual no sería útil aquí.

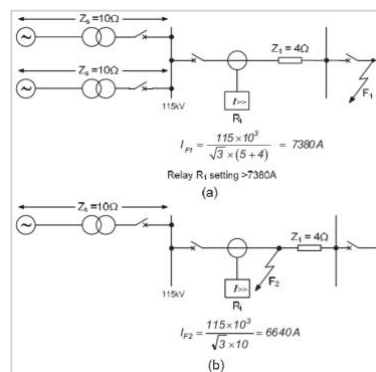


Fig. 3.4. Ventajas de la protección de distancia respecto a la de sobrecorriente [3]

El principio básico de este tipo de relés es calcular la impedancia como la división entre la tensión en el punto del relé y la corriente medida. Una vez calculada la impedancia existente, se compara con la impedancia ajustada, que es la impedancia relativa que habría entre la ubicación del relé hasta el punto que queremos proteger (*punto de alcance*). Si la impedancia medida es menor a la ajustada, se supone

entonces que entre el punto de ubicación del relé y el punto de alcance hay una falta.

Para poder obtener por tanto estas magnitudes (tensión y corriente) en un sistema trifásico, será necesario:

- *3 transformadores de medida de tensión (uno por fase)*
- *3 transformadores de medida de corriente (uno por fase)*

Las protecciones pueden disponer de 4 elementos de medida de corriente de fase, 3 para las fases *a*, *b* y *c* y otro más que mide la corriente por el neutro (I_a, I_b, I_c, I_n) o sólo 3 elementos de medida de corriente de fase (I_a, I_b, I_c). En este último caso, los relés calculan internamente la corriente por en neutro (I_n).

La protección de distancia es relativamente simple de implementar y puede ser muy rápida para faltas a lo largo de la mayor parte del circuito protegido. Puede proporcionar, en un solo esquema, funciones primarias y de respaldo. Es altamente recomendable para líneas de transmisión críticas, ya que se adapta correctamente en la aplicación con auto reenganche de alta velocidad.

3.3.1.1. Diagrama R-X

Para la representación de las impedancias calculadas y la característica que definirá los límites de actuación y no actuación del relé se utiliza el diagrama o plano R-X. Este diagrama consta de un par de ejes ortogonales, con la resistencia R en el eje de abscisas y la reactancia X en el de ordenadas.

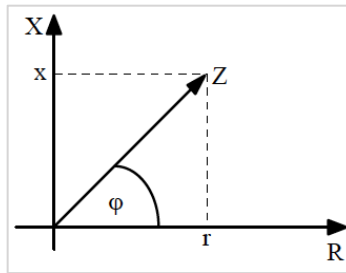


Fig. 3.5. Representación de la impedancia Z en el plano R-X [6]

Gracias a este diagrama se puede simplificar en un mismo gráfico las magnitudes de R (*resistencia*), X (*reactancia*) y Z (*impedancia*) de los componentes del sistema eléctrico de potencia (SEP) que se tratan de proteger (líneas, generadores, transformadores, etc.). Se representan a partir de las siguiente relaciones:

$$R = \frac{V}{I} \cdot \cos(\varphi) = Z \cdot \cos(\varphi)$$

Ecuación 3.1. Resistencia

$$X = \frac{V}{I} \cdot \sin(\varphi) = Z \cdot \sin(\varphi)$$

Ecuación 3.2. Reactancia

Se supone un circuito simplificado con un generador, el relé en el punto A, una línea de transmisión, un transformador y una carga resistiva (*Figura 3.6. Sistema de transmisión*).

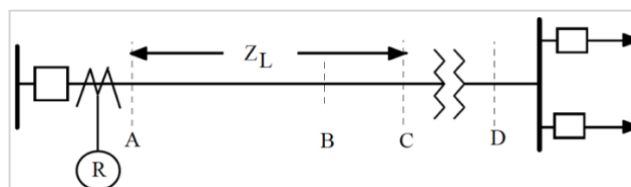


Fig. 3.6. Sistema de transmisión [6]

Los valores de las impedancias de este circuito ejemplo son:

$$Z_{Línea} = (1 + 3j) \Omega$$

Ecuación 3.3. Impedancia de la línea

$$Z_{Transformador} = (4j) \Omega$$

Ecuación 3.4. Impedancia del transformador

$$Z_{Carga} = (10) \Omega$$

Ecuación 3.5. Impedancia de la carga

Por tanto, la representación de estas impedancias se muestra en el siguiente diagrama R-X (*Fig. 3.7. Representación de la impedancia Z_M del sistema de ejemplo*), donde se puede ver que en condiciones normales, la impedancia medida por el relé es la suma vectorial de las impedancias del circuito desde el *punto A* hasta la carga. Esta impedancia está representada con el vector Z_M . Su valor, en condiciones normales es:

$$Z_M = (11 + 7j) \Omega$$

Ecuación 3.6. Impedancia suma del circuito

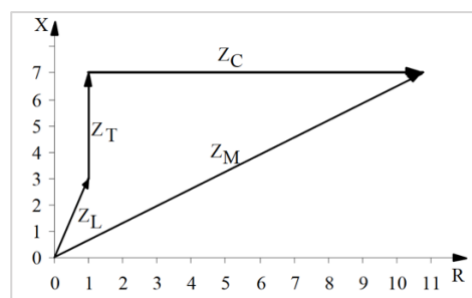


Fig. 3.7. Representación de la impedancia Z_M del sistema de ejemplo [6]

Tomando el caso de que se produjese una falta en la barra a la que se unen las cargas, es decir, el *punto D*, la impedancia medida por el relé sería:

$$Z_{Relé} = Z_{AD} = Z_{Línea} + Z_{Transformador} = (1 + 7j)\Omega$$

Ecuación 3.7. Impedancia medida por el relé si la falta se produce en D

Si el cortocircuito ocurriese en el punto entre la línea de transmisión y el transformador (*punto C*), el relé mediría una impedancia:

$$Z_{Relé} = Z_{AC} = Z_{Línea} = (1 + 3j)\Omega$$

Ecuación 3.8. Impedancia medida por el relé si la falta se produce en C

Por último, en caso de que el cortocircuito se produjese en algún punto a lo largo de la propia línea de transmisión (*punto B*), el relé mediría una impedancia proporcional a la distancia desde su ubicación (*punto A*) hasta el punto de falta.

Como se ha comentado anteriormente, los relés reciben valores de tensión e intensidad reducidos por los transformadores de tensión y transformadores de intensidad, por lo que es habitual expresar los valores de las impedancias ajustadas en ohmios (Ω) referidos al devanado secundario de estos transformadores (ohmios secundarios). Considerando una relación de transformación de los transformadores de tensión y transformadores de corriente de r_v y r_i respectivamente, la relación entre ohmios en el devanado primario y en el secundario sería la siguiente:

$$Z_s = \frac{V_s}{I_s} = \frac{\frac{V}{r_v}}{\frac{I}{r_i}} = Z_p \cdot \left(\frac{r_i}{r_v} \right)$$

Ecuación 3.9. Relación entre ohmios primarios y ohmios secundarios

Conociendo estos datos, podremos ajustar el relé para que dispare si la impedancia disminuye por debajo de cierto valor. Este ajuste lo haremos con la característica de

medida, pero antes se va a estudiar qué zona de protección se quiere ajustar y en que tiempo debe actuar el relé.

3.3.1.2. Ajustes de las zonas de protección

En un principio, lo ideal sería ajustar el relé con una zona de protección para que proteja estrictamente el elemento que se busca proteger, por ejemplo una línea de transmisión, de este modo si se produce un cortocircuito dentro de esta zona las protecciones dispararían instantáneamente, y en el caso de que el cortocircuito se produjese fuera de esta zona no actuarían éstas protecciones si no que actuarían las correspondientes. Pero esto en la práctica genera dos posibles problemas:

- *Sobrealcance.* El relé detecta faltas de líneas adyacentes como si fuese dentro de la zona de protección.
- *Subalcance.* El relé no detecta faltas dentro del elemento protegido, es decir, de la zona de protección.

Además, hay factores que introducen errores en la medida de la impedancia y hacen inviable la aplicación de la premisa ideal (estos factores se tratan en el *Apartado 3.3.1.5. Causas que motivan errores de medida de la impedancia de la línea hasta la falta*). Son errores variables, en función de las condiciones de trabajo, pero en conjunto, puede llegar a ser de un 10% aproximadamente.

Es por ello, por lo que los relés de distancia se ajustarán con varias zonas que tendrán distintos tiempos de actuación. El diseño adecuado de estos ajustes de alcance y los tiempos de disparo para las distintas zonas será fundamental para una correcta coordinación de los relés del sistema eléctrico de potencia. El método básico

generalmente es configurar una *zona 1* que dispare en instantáneo (*tiempo de retardo=0*) y varias zonas (normalmente 3, pero en ocasiones hasta 5 o 6 zonas), con disparo temporizado.

Zona 1

Se ajusta para un alcance de aproximadamente un 80%-85% de la impedancia de la línea a proteger, actuando de forma instantánea. Se deja ese margen de un 15%-20% para evitar el riesgo de que la protección en la *zona 1* pueda sobre-alcanzar. Como se verá a continuación, este margen lo cubrirá la *zona 2*. El objetivo de esta *zona 1* es detectar faltas en la línea (o el elemento a proteger) y despejarlas instantáneamente.

Zona 2

Se ajustará para un alcance mínimo de un 120% de la impedancia de la línea. Se esta forma, se asegura que en la línea adyacente se cubre completamente el margen del 15%-20% que se había dejado en la *zona 1*. Es práctica habitual establecer el alcance de la *zona 2* como la impedancia de la propia línea ($Z_{línea}$) más un 50% de la línea adyacente más corta. Con esto, se trata de garantizar que el alcance efectivo máximo de la *zona 2* de la propia línea no se extiende más allá del alcance efectivo mínimo de la *zona 1* de la protección de la línea adyacente.

Se establece para la *zona 2* un retraso de tiempo de disparo de, habitualmente, $t_{retardo}=400$ ms. Este retraso es fundamental para garantizar la selectividad con los relés de las líneas adyacentes, ya que una falta que esté dentro de la *zona 2* de esta

línea, pero de la *zona 1* de la línea adyacente, debe actuar antes el relé que encuentra la falta en su *zona 1*, es decir, en este caso el de la línea adyacente. Conseguimos así una rápida actuación si la falta ocurre en el 80%-85% de la línea, y un disparo temporizado en el resto de la línea.

Zona 3

Esta tercera zona busca ofrecer protección de respaldo para líneas adyacentes. Se ajustará generalmente a la impedancia de la línea ($Z_{línea}$) más un 100%-120% de la impedancia de la línea adyacente más larga.

Típicamente, se temporizará esta tercera zona con $t_{retardo}=800$ ms.

A continuación se esquematiza y se expone en una tabla los valores habituales que han sido comentados de las zonas de protección. Este caso es el ideal, considerando que no hay, o son despreciables, tanto las aportaciones en el extremo remoto ("infeed") como los acoplamientos mutuos entre líneas.

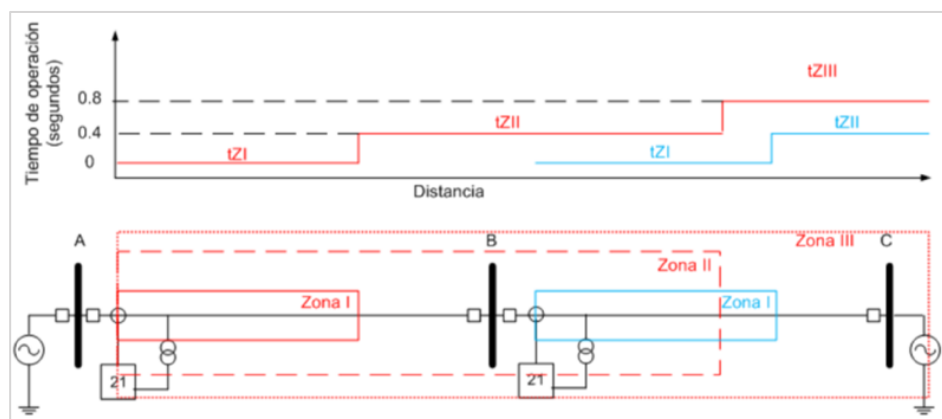


Fig. 3.8. Zonas de protección en una línea eléctrica y tiempos de operación [1]

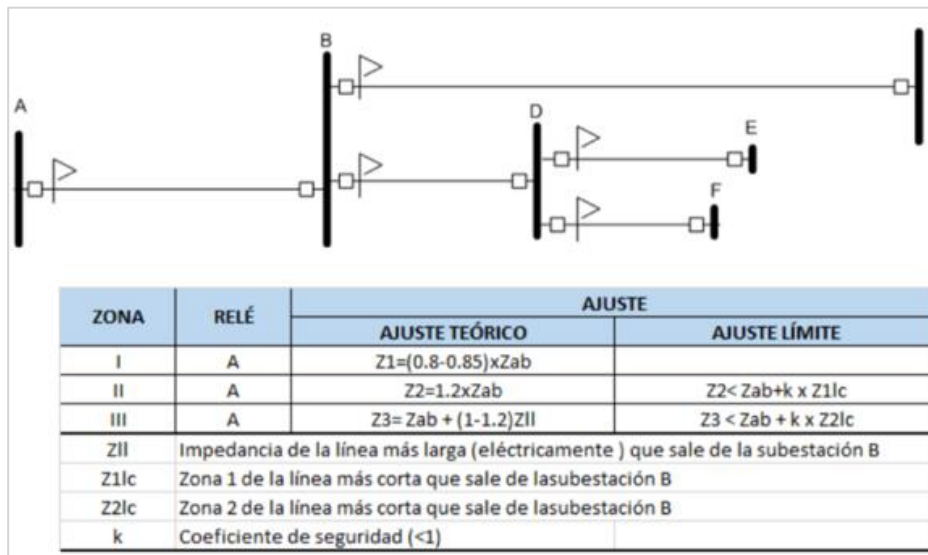


Fig. 3.9. Ajustes típicos de las distintas zonas de operación en una línea eléctrica [1]

Zonas para el alcance inverso y otras zonas

Además de las 3 zonas típicas que casi cualquier protección de distancia debería cubrir, en los relés actuales pueden configurarse 2 o incluso 3 zonas más con distintos objetivos.

Una *zona 4* puede ser configurada como protección de respaldo de la barra local, estableciendo un alcance inverso ("hacia atrás") del orden del 25% del alcance de la *zona 1*. Aunque esta función de alcance inverso para la protección de la barra local también la podría realizar una de las 3 primeras zonas, habitualmente la tercera, que se podrá programar con un pequeño desplazamiento inverso desde el origen del diagrama R-X, para así, tenga un pequeño alcance inverso además de su configuración natural hacia adelante. Esto se verá más detalladamente en el *Apartado 3.3.1.3. Características de medida del relé de distancia*.

Se podrán especificar más zonas de protección como parte de un esquema de protección, trabajando en conjunto con un canal de tele-protección.

3.3.1.3. Características de medida del relé de distancia

Las características de medida son las distintas configuraciones posibles, con distintas formas geométricas, que se pueden configurar en el relé sobre el plano R-X con el fin de identificar los límites de la zona de actuación del relé. Si la impedancia medida está dentro de los límites definidos por esta característica, el relé interpreta que hay una falta en su zona de protección y actúa.

Anteriormente se ha visto que el relé mide una impedancia vista desde su punto de ubicación. Dicha impedancia variará según la distancia al punto donde se produzca la falta, reduciéndose en principio únicamente la magnitud del vector sin variar su ángulo. Pero en la práctica esto no es cierto, ya que además de errores de medida (detallados en el *Apartado 3.3.1.5. Causas que motivan errores de medida de la impedancia de la línea hasta la falta*) puede añadirse a la impedancia de la línea una componente resistiva de falta. Esta componente puede deberse bien a la existencia de arco eléctrico en la falta o, en caso de falta a tierra, a la resistencia de puesta a tierra de los apoyos. Puede darse también el caso de que se produzca por ambas causas a la vez. Esta resistencia de falta se representa en la *Fig.3.10. Representación de impedancia de falta (Z_F) en el plano R-X* mediante el vector azul (R_R), la cual vemos que modifica el ángulo inicial de la línea pasando a valer φ_F .

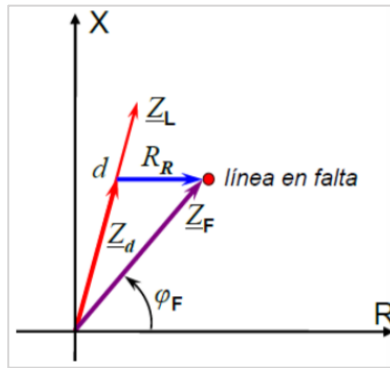


Fig. 3.10. Representación de impedancia de falta (Z_F) en el plano R-X [1]

Donde:

- Z_L : Impedancia de la línea
- Z_d : Impedancia de la línea en el caso de una falta en el punto "d"
- R_R : Componente resistiva que aparece en la falta
- Z_F : Impedancia resultante medida por el relé

La posibilidad de que aparezca esta resistencia de falta hace que sea fundamental una correcta configuración, ya que se tiene que tener presente al diseñar la característica de medida para asegurar que, en caso de falta, el vector de impedancia aparente total visto por el relé esté dentro de esta característica.

Esta característica es representada en el diagrama R-X definida por un contorno cerrado que cubre la zona de impedancia de línea y la posible resistencia de falta, con ciertos márgenes de seguridad que permitan excluir la zona de impedancia de carga, para evitar disparos intempestivos en situaciones de carga elevada.

Para que la representación en el diagrama R-X sea correcta, se debe tener en cuenta lo siguiente:

- Definir las impedancias tanto para el sistema de potencia como para la protección en términos de magnitudes reales de tensión e intensidad que recibe el elemento de medida de la protección en estudio.
 - Faltas polifásicas: emplear las diferencias de tensión e intensidad de fase
 - Faltas monofásicas: emplear las tensiones fase-tierra y la corriente compensada de la fase con defecto
- Expresar todas las magnitudes en la misma base (referida al primario, referida al secundario, p.u....)

A continuación se exponen distintos tipos de características de medida, cada uno con su aplicación específica.

Característica circular

También llamada característica de impedancia simple. Esta característica es el tipo más simple de característica circular. No tiene en cuenta el ángulo de fase entre la tensión y corriente, por lo que, en el diagrama R-X se representará como un círculo con el centro en el origen de coordenadas y de radio igual a su configuración en ohmios. El relé actuará para toda impedancia menor a la impedancia configurada, es decir, al radio del círculo. Es por tanto un relé no direccional, actúa tanto hacia adelante, como hacia atrás.

En el ejemplo mostrado en la *Fig. 3.11. Característica de operación circular*, la zona 1 de protección está configurada para un alcance de un 80%-85% de la impedancia

de la línea protegida (AB). Por tanto, si la impedancia medida es de menor magnitud que el vector AL , el relé actuará.

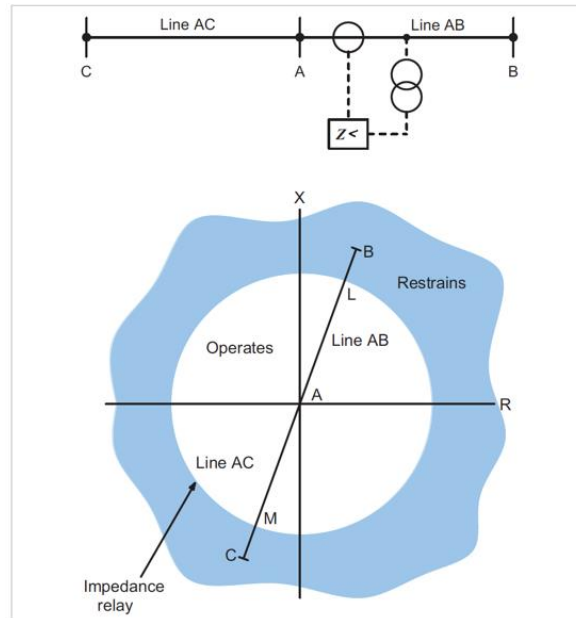


Fig. 3.11. Característica de operación circular [3]

Esta característica tiene 3 importantes desventajas:

- Es no direccional, ve tanto faltas hacia adelante como hacia atrás, por lo que necesita algún elemento direccional para discriminar.
- Tiene cobertura de resistencia de falta no lineal. Es decir, a medida que la falta se produce en un punto más cercano al *punto L*, la tolerancia de resistencia de falta es menor.
- Es susceptible a oscilaciones de potencia y no recomendable para líneas largas con alto grado de carga debido a la gran área cubierta por el círculo de impedancia. Es fácil que actúe cuando no debe actuar.

Por tanto, el control direccional será esencial en este tipo de característica, para hacer que el relé no actúe ante faltas fuera de la línea protegida. Esto se consigue aplicando la lógica de la Fig. 3.12. *Combinación de relés de impedancia y direccionales (c)* para evitar la actuación del relé en el semicírculo sombreado de la Fig. 3.12. *Combinación de relés de impedancia y direccionales (a)*. De este modo, el relé actúa únicamente si la impedancia medida entra dentro del semicírculo sin sombrear.

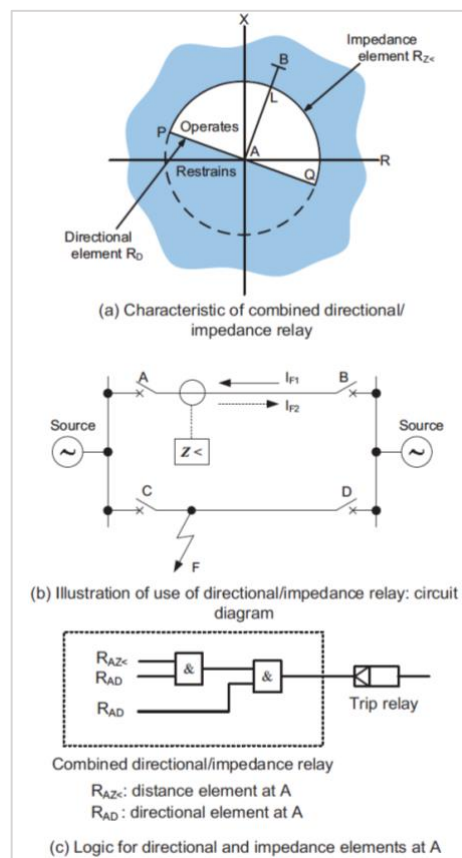


Fig. 3.12. Combinación de relés de impedancia y direccionales [3]

Característica mho

Los límites de esta característica, al igual que la circular, son una circunferencia pero en este caso, su centro no está encuadrado con el centro de los ejes R-X si no que

la propia circunferencia pasa por el origen de coordenadas. El relé opera en caso de que el vector de la impedancia medida esté dentro de la circunferencia.

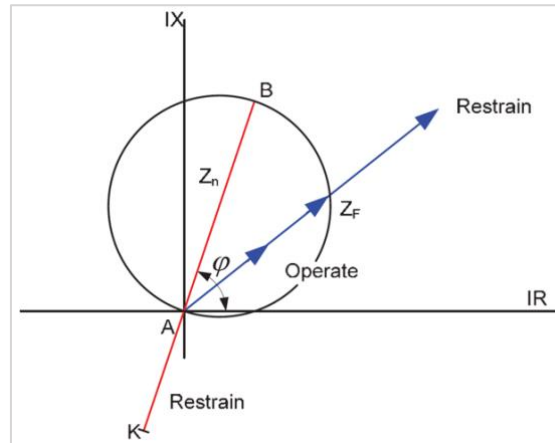


Fig. 3.13. Característica de operación mho [3]

Como se puede observar, a diferencia de la circular, esta sí que es direccional, no actúa ante faltas hacia atrás (como sería el caso de una falta en el *punto K* en la figura anterior *Fig.3.13. Característica de operación mho*). Se podrá ajustar tanto el ángulo como el alcance deseado.

La principal desventaja que tiene esta característica es, que en el final de la línea, por poca resistencia de falta que aparezca, ya no detectaría la falta, es decir, se produciría subalcance. Esta es una gran limitación especialmente para faltas a tierra. Como se puede observar en la *Fig.3.14.. Inconveniente de posible subalcance al tener resistencia de falta. Característica mho*, lo adecuado será tener en cuenta esa resistencia de falta, aumentando el alcance que en un principio tenemos de únicamente la línea. En este ejemplo, en vez de tomar un diámetro de distancia *AP* y una inclinación igual a la de la línea *AB* que viene representado por θ , ajustaríamos la característica a un diámetro de distancia *AQ* y un ángulo φ .

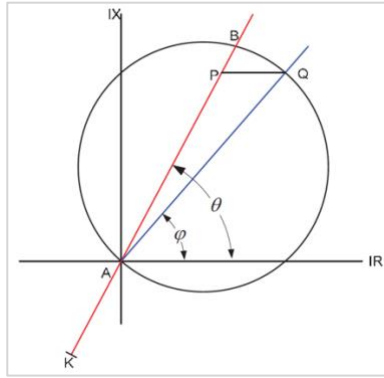


Fig. 3.14. Inconveniente de posible subalcance al tener resistencia de falta. Característica mho [3]

- AQ : Impedancia configurada en el relé $AQ = \frac{AB}{\cos(\theta - \varphi)}$
- φ : Ángulo de la característica del relé configurado
- AB : Línea protegida
- PQ : Resistencia de arco
- θ : Ángulo de la línea

Por tanto, esta característica no es adecuada para líneas cortas, donde la resistencia de falta puede representar una proporción importante respecto a la impedancia de la línea. Esta limitación no es tan restrictiva en caso de trabajar con canales de comunicación y esquemas a sobrealcance.

En cambio, una ventaja importante de la característica mho, especialmente en líneas cortas, es la de permitir una circulación de carga elevada por la línea sin que el relé actúe. Esta situación se presenta en la Fig. 3.15. Zonas de carga y características de operación mho. En ella se puede observar como la zona de carga queda alejada de la circunferencia de la característica mho, por lo que es no habrá disparos intempestivos por carga.

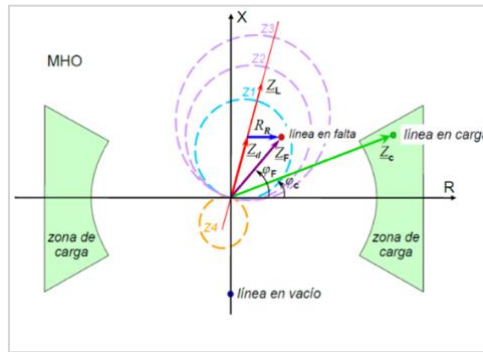


Fig. 3.15. Zonas de carga y características de operación mho [1]

Offset-mho

Esta característica es similar a la característica mho con la diferencia que en este caso también tiene un cierto alcance hacia atrás. Esta característica puede ser útil para proteger la barra local ya que en caso de caer la tensión a cero o valores próximos a cero, la característica mho podría no reaccionar bien y no actuar.

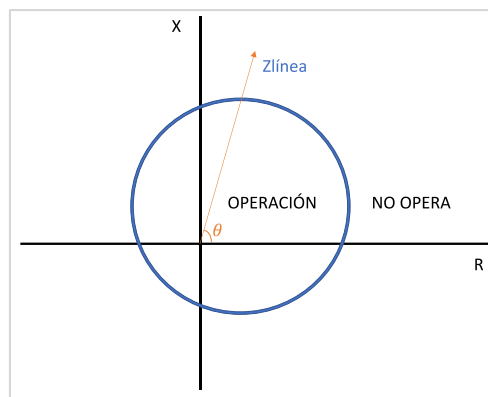


Fig. 3.16. Característica offset MHO

Otro uso frecuente es como *zona 3*, y en esquemas de bloqueo. En este último caso, durante faltas externas a la línea protegida, envía una señal al extremo contrario para que no dispare (bloqueo de disparo). Se puede observar en la *Fig.3.17. Aplicaciones típicas de la característica offset mho* la utilidad como protección en *zona 3*

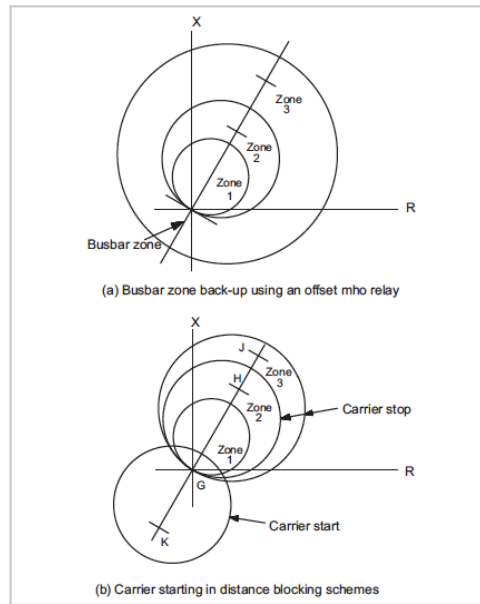


Fig. 3.17. Aplicaciones típicas de la característica offset mho [3]

Lenticular

Es similar a la característica offset mho, pero en este caso podemos modificar el ratio a/b para ovalar la los límites dejando de ser una circunferencia y así evitar posibles entradas en la zona de carga, en la cual no se debe actuar.

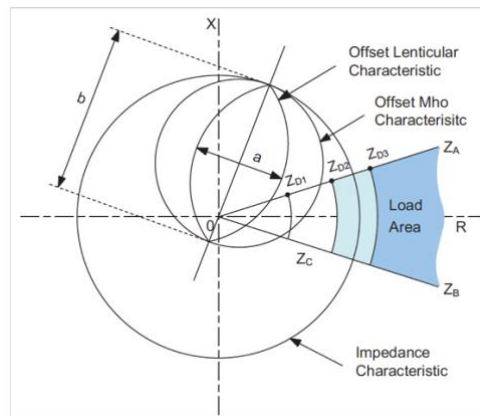


Fig. 3.18. Mínima impedancia de carga permitida con características lenticular, offset mho y circular [3]

En la Fig.3.18. Mínima impedancia de carga permitida con características lenticular, offset mho y circular se compara la característica mho (*Impedance characteristic*),

offset mho y la característica offset lenticular. Vemos que la lenticular se ajusta mucho más para evitar esa zona de carga (zona sombreada-*Load Area*).

Poligonal

La forma de la característica de medida poligonal se muestra en la *Fig.3.19*. *Característica de operación poligonal (cuadrilateral)*, en este caso en concreto con forma cuadrilateral. Se trata de una de la características más versátiles y, aunque puede presentar diversas formas, la más común es la de tipo cuadrilateral. Los límites superior e inferior son los distintos alcances de reactancia mientras que los límites laterales son los alcances resistivos.

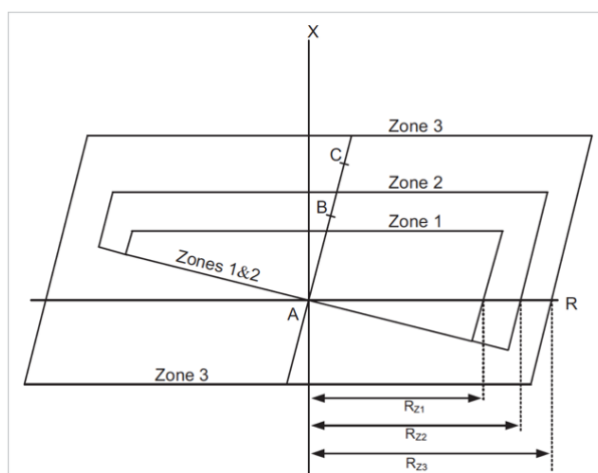


Fig. 3.19. Característica de operación poligonal (cuadrilateral) [3]

En faltas en las que es esperable tener elevadas resistencias de falta, la característica cuadrilateral se comporta considerablemente mejor que la característica mho. El alcance resistivo puede ajustarse independientemente del alcance de reactancia, lo cual es una ventaja importante cuando se protegen líneas cortas frente a faltas con alto valor de resistencia de falta.

A diferencia de la característica mho, admite un mismo valor de resistencia de falta en cualquier punto de la línea. Las protecciones suelen permitir el ajuste de diferentes valores de alcance resistivo para la característica de fases y para la característica de tierra.

El alcance resistivo está limitado por el error máximo admisible que puede tener el alcance de la reactancia. Este alcance máximo suele estar indicado en el manual de la protección en múltiplos del alcance de reactancia.

3.3.1.4. Alcance resistivo

Cualquier tipo de falta puede desarrollarse a través de un arco eléctrico. El valor aproximado la resistencia de arco se podrá calcular mediante la fórmula empírica de C.Warrington:

$$R_a = \frac{28,710}{I^{1,4}} \cdot L$$

Ecuación 3.10. Fórmula empírica de C. Warrington

Donde:

- R_a : Resistencia de arco (Ω)
- L : Longitud del arco (m)
- I : Corriente en el arco (A)

Se debe prestar especial atención a esta resistencia de arco en líneas cortas, ya que su valor puede superar varias veces la impedancia de la línea.

Para faltas a tierra, dependiendo si existe cable de tierra o no, podemos considerar lo siguiente:

- *Línea aérea sin cable de tierra*

$$R_F = R_a + R_{pat} \simeq R_a + 20 \, \Omega$$

- *Línea aérea con cable de tierra*

$$R_F = R_a + Z_{pat}$$

Z_{pat} será siempre menor que en el caso de línea aérea sin cable de tierra, al quedar las R_{pat} (resistencia de puesta a tierra) de los diferentes apoyos en paralelo, la resistencia equivalente de tierra es mucho menor. Z_{pat} (impedancia de puesta a tierra) tendrá un ángulo entre 30 y 50 grados.

- *Falta por proximidad de la línea con árboles, o por caída al suelo de un conductor.* La resistencia de tierra en el punto de falta es, por lo general, de un valor mucho más elevado que los contemplados hasta ahora y bastante impredecible.

Si no se dispone de datos concretos, un ajuste conservador para la resistencia de falta es de $40 \, \Omega$ primarios.

Lo adecuado es ajustar el alcance resistivo a un valor lo suficientemente alto como para cubrir la máxima resistencia de arco prevista (faltas polifásicas) o la máxima resistencia de falta (en faltas a tierra), pero procurando que la zona de medida más externa no invada la zona de carga.

El cálculo de la impedancia de carga máxima se realiza aplicando la siguiente ecuación (*Ecuación 3.11. Cálculo de la impedancia de carga máxima*):

$$Z_{carga} = \left(\frac{U^2}{S} \right) \cdot (\cos \varphi + j \sen \varphi)$$

Ecuación 3.11. Cálculo de la impedancia de carga máxima

Donde:

- U : Tensión nominal compuesta de la línea (kV)
- S : Potencia aparente máxima que puede circular por la línea (MVA)
- φ : Desfase entre la tensión de fase y la corriente de la misma fase

El alcance resistivo de la zona más externa debería mantenerse por debajo del 80% de la carga.

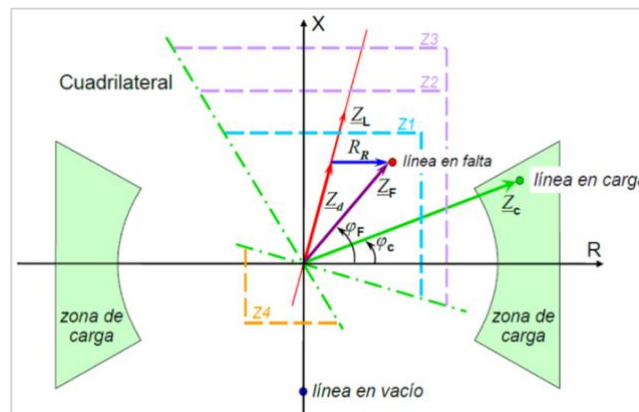


Fig. 3.20. Zonas de carga y característica de operación cuadrilateral [1]

3.3.1.5. Causas que motivan errores de medida de la impedancia de la línea hasta la falta

Como se ha mencionado en anteriores apartados, hay distintos factores que provocan que la medida de la impedancia aparente por el relé, no sea la que se considera en condiciones iniciales si no que es mayor, o menor.

A continuación se muestran las causas que motivan de estos errores de medición.

Infeed

Para que la protección pueda medir correctamente la impedancia a la falta es necesario que la tensión que reciba dependa exclusivamente de la corriente local. Hay en ocasiones que esto no ocurre, ya que puede que también dependan de la corriente aportada por otros alimentadores (*feeders*) conectados al extremo remoto. En estos sistemas en los que, dentro de la zona de protección, hay puntos de generación, o *feeders*, el límite de dichas zonas de protección depende de la generación.

Se detalla a continuación el caso. Se presenta el siguiente sistema (Fig.3.21. *Infeed*).

Falta en la línea BC) en el que hay generación tanto en la barra A como en la D.

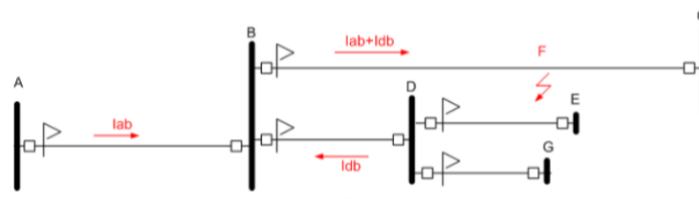


Fig. 3.21. Infeed. Falta en la línea BC [1]

La impedancia medida por el relé entre su ubicación en el *punto A* y la falta en el *punto F* será:

$$V_A = I_{AB} \cdot Z_{AB} + (I_{AB} + I_{DB}) \cdot Z_{BF} = I_{AB} \cdot (Z_{AB} + Z_{BF}) + I_{DB} \cdot Z_{BF}$$

Ecuación 3.12. Tensión en el punto A

$$Z_A = \frac{V_A}{I_{AB}} = (Z_{AB} + Z_{BF}) + \frac{I_{DB}}{I_{AB}} \cdot Z_{BF}$$

Ecuación 3.13. Impedancia en el punto A

Y la impedancia real de línea entre el relé en el *punto A* y la falta en el *punto F*:

$$Z_{real} = Z_{AB} + Z_{BF}$$

Ecuación 3.14. Impedancia real entre relé y punto F

Por lo tanto tenemos un error:

$$Z_A = Z_{real} + \frac{I_{DB}}{I_{AB}} \cdot Z_{BF}$$

Ecuación 3.15. Impedancia en el punto A (2)

$$Error = \frac{I_{DB}}{I_{AB}} \cdot Z_{BF}$$

Ecuación 3.16. Error de medida

Cuando la relación I_{DB}/I_{AB} es elevada y la falta es cercana al extremo *C*, este error puede ser importante.

Se puede observar por tanto que el efecto del infeed provoca que el relé vea una impedancia superior a la real, por lo que la considera más lejana de donde realmente está, el relé subalcanza.

Este error afecta a las *zonas 2* y *zona 3* pero no a la *zona 1*, ya que solo afecta a faltas externas. Una opción es alargar las *zonas 2* y *3*, pero esto se puede hacer

siempre y cuando en situación de n-1 (o n-2 si la subestación remota tiene muchos alimentadores) se asegure la selectividad con las protecciones del extremo remoto.

Resistencia de arco

Cuando se produce una descarga eléctrica a lo largo del contorno exterior del aislador de una línea aérea o entre conductores de fases la corriente de falta se establece a través de un arco eléctrico. Este arco presenta una resistencia eléctrica prácticamente óhmica y que puede aproximarse por la fórmula de C. Warrington (vista anteriormente *Ecuación 3.10. Fórmula empírica de C. Warrington*).

La resistencia de arco en serie con la impedancia de la línea modifica la impedancia de bucle medida por el relé. Cuando la falta está alimentada desde ambos extremos de la línea, las protecciones de distancia pueden medir una reactancia distinta de la que presenta la propia línea.

Se exponen a continuación distintos casos:

- *Interruptor de un extremo cerrado y el del otro abierto*

El relé mide la impedancia de la línea más la resistencia de falta correctamente.

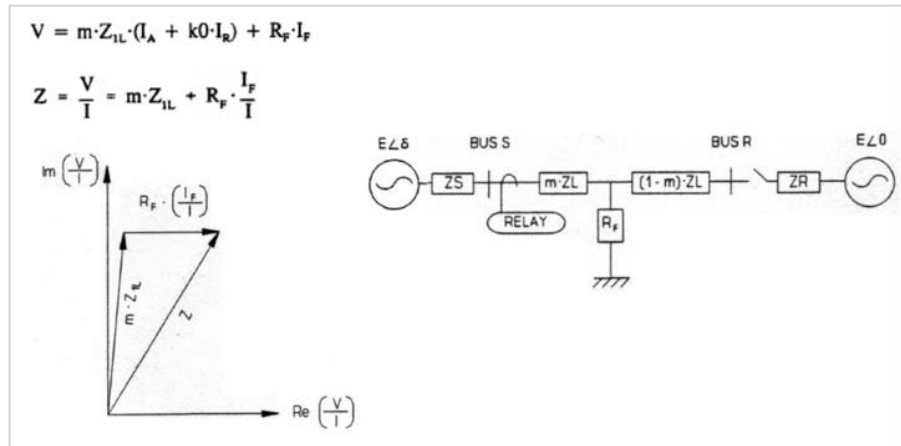


Fig. 3.22. Impedancia medida por el relé [1]

- *Ambos interruptores cerrados pero sin carga en la línea antes de la falta.*

Al no transmitirse potencia activa por la línea, los fasores de tensión de las fuentes de ambos extremos están en fase. Cuando esto ocurre, tanto la corriente aportada por uno como por otro lado, es decir, I_s e I_r están también prácticamente en fase. El relé verá una impedancia:

$$Z_S = \frac{V_S}{I_S} = \frac{I_S \cdot mZ_L + (I_S + I_R) \cdot R_F}{I_S} = mZ_L + \left(1 + \frac{I_R}{I_S}\right) \cdot R_F$$

Ecuación 3.17. Impedancia vista por el relé

Se puede observar por tanto, como se ha visto en la *Ecuación 3.16. Error de medida* que la resistencia aparente vista por el relé es $\left(1 + \frac{I_R}{I_S}\right) \cdot R_F$ diferente a la resistencia real de falta (R_F). Aunque la resistencia vista por el relé sea más elevada que en el caso anterior, la reactancia medida sigue siendo correcta.

Acoplamiento mutuo entre circuitos

Por razones económicas, medioambientales y administrativas se tienen que tender, en ocasiones, dos o más líneas con trazados paralelos.

Entre estas líneas aparece un flujo magnético común que enlaza a los circuitos, esto provoca la aparición de una impedancia de acoplamiento mutuo homopolar (Z_{M0}), lo que a su vez origina errores de medida en las protecciones de distancia cuando se producen faltas a tierra.

Al producirse una falta a tierra en el circuito, parte de la tensión fase-tierra del circuito es debida a la corriente del propio circuito, pero otra parte se debe a la corriente homopolar que circula por el circuito en paralelo. Es esta última componente de la tensión la que puede provocar un error en la medida. Esta impedancia puede tomar valores superiores al 50% de la impedancia de secuencia homopolar de la propia línea (Z_{L0}). Dependiendo de los sentidos de circulación de las corrientes de secuencia homopolar del propio circuito y del circuito paralelo, la tensión inducida por el circuito paralelo será positiva o negativa, lo que provocará que el relé subalcance o sobrealcance.

El efecto no es tan importante en el caso de faltas sin contacto a tierra, polifásicas, en las que sólo intervienen corrientes de secuencia directa e inversa. En estos casos el valor de la impedancia de acoplamiento mutuo homopolar es del orden del 5% de la impedancia de secuencia directa.

Corriente de inserción o "inrush"

La corriente de inserción (*inrush*) es la corriente de valor elevador que aparece de forma transitoria al energizar un transformador y que se amortigua tras unos pocos ciclos de red. Esta circunstancia provoca que el relé tienda a sobrealcanzar, debido a que ve una baja impedancia.

Una forma de diferenciar este efecto de una falta y así poder bloquear las protecciones para que no disparen es la detección de umbral de contenido de segundo armónico, ya que en caso de *inrush* este contenido de segundo armónico es elevado.

Transformadores de medida

Los transformadores, como cualquier elemento físico, contienen errores de medida que dependen del nivel de tensión y corriente que estén midiendo. Estos errores afectan directamente a la medida de la impedancia del relé.

Líneas sin transposición de fases

En una línea trifásica, cuando la disposición no es simétrica, la inductancia de cada fase varía en función del lugar que ocupe. Es por ello, que para que la inductancia sea la misma y el circuito sea simétrico, se recurre a la transposición de fases, lo que reduce notablemente dichas asimetrías.

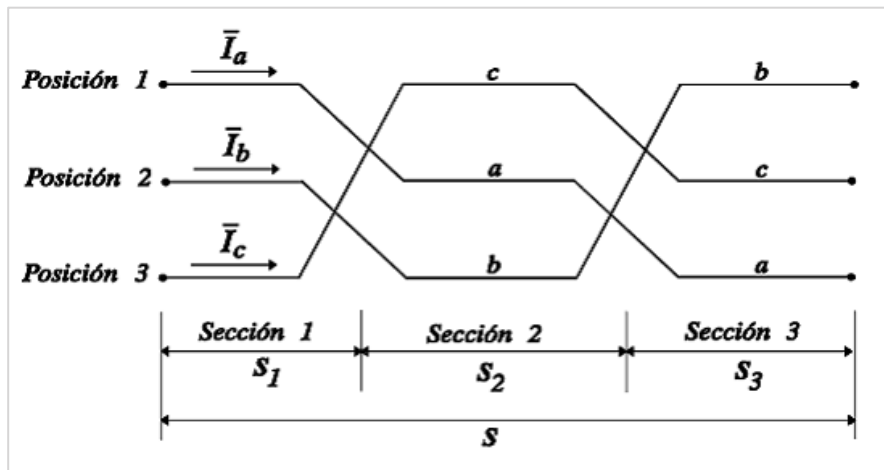


Fig. 3.23. Líneas eléctricas con transposición de fases [7]

3.3.1.6. Oscilaciones de potencia

En el momento en el que se produce una falta en la red y se despeja, provoca una perturbación súbita que altera el flujo de potencia de la red. Esta alteración a su vez produce cambios angulares en la posición de los rotores de las máquinas síncronas más cercanas a la falta respecto al de las máquinas más alejadas, las cuales prácticamente no se verán afectadas.

Si las protecciones logran detectar y despejar rápidamente la falta, ésta será breve y los cambios angulares serán cíclicos y de amplitud moderada. Los rotores de las máquinas, tras varios segundos de oscilaciones pendulares amortiguadas, conseguirán recuperar la velocidad síncrona con el mismo o diferente ángulo de carga. Durante estas oscilaciones de las máquinas alrededor de su posición de marcha síncrona, se producen oscilaciones de la potencia activa que se manifiestan en cambios periódicos de las amplitudes de las corrientes de las líneas que afectan a las tres fases a la vez (fenómeno trifásico).

Estas oscilaciones provoca que, durante un cierto tiempo, las relés de distancia, incluidas los de algunas líneas no afectadas por la falta, vean impedancias bajas que pueden entrar en su característica de disparo y considerarlo como una falta dentro de su zona de protección. Por ello, si existe probabilidad de aparición de oscilaciones de potencia, se deben disponer medios para distinguir este fenómeno respecto de las faltas y no disparar. Las oscilaciones pendulares irán amortiguándose y finalmente la red recuperará su estado de equilibrio (oscilación de potencia estable).

Puede darse el caso de que, si los cambios de ángulo superan un umbral crítico, algunas máquinas se salgan de sincronismo (oscilación de potencia inestable). En estos casos, sí que puede estar indicado el disparo, siempre y cuando la apertura del enlace contribuya a disminuir la inestabilidad y no a aumentarla.

3.3.2. Función de protección de distancia del relé SEL-411L

Lo explicado anteriormente aplica como fundamento para cualquier relé de protección actual, pero, con el fin de mejorar aspectos que consigan hacer una protección más fiable y segura, cada fabricante aplica sus propios algoritmos de cálculo. Es por esto que, como se explica en la referencia [8], los relés SEL aplican un algoritmo de cálculo más complejo que simplemente calcular la impedancia como tensión medida dividida entre intensidad medida.

Para proteger adecuadamente la línea trifásica de transmisión objetivo, por lo general serán necesario tres elementos de distancia de fase y tres elementos de distancia de tierra. Los elementos de fase serán necesarios para la detección de faltas

trifásicas, bifásicas y bifásicas a tierra, mientras que los elementos de tierra para las faltas monofásicas y bifásicas a tierra.

El funcionamiento, simplificado, del relé SEL-411L como función de distancia se explica a continuación:

Lógica FIDS (Fault type IDentification Selection)

La lógica FIDS identifica la fase en falta para todas las faltas que involucren tierra, comparando el ángulo entre la corriente de secuencia homopolar (I_0) y la corriente de secuencia inversa (I_2). En los casos en los que sólo circulan corrientes de secuencia homopolar por el terminal del relé (es decir, no circulan ni corrientes de secuencia directa ni de secuencia inversa), la lógica FIDS utiliza elementos de subtenSIón de una fase para la selección de la fase en falta. Esta lógica FIDS no está activa durante una condición de polo abierto ($SPO=1$).

Las salidas de esta lógica son *FSA*, *FSB* y *FSC*:

- *FSA*: Se activa si el ángulo calculado entre I_0 e I_2 está comprendido entre -60° y $+60^\circ$. Indica que hay una falta entre la fase A y tierra o entre las fases B y C.
- *FSB*: Se activa si el ángulo calculado entre I_0 e I_2 está comprendido entre $+60^\circ$ y $+180^\circ$. Indica que hay una falta entre la fase B y tierra o entre las fases C y A.

- *FSC*: Se activa si el ángulo calculado entre I_0 e I_2 está comprendido entre $+180^\circ$ y -60° . Indica que hay una falta entre la fase C y tierra o entre las fases A y B.

Elementos direccionales de tierra

En paralelo a esta identificación de fase en falta, se procede a calcular los distintos bucles de impedancia. El relé debe conocer la dirección de la falta, si es hacia adelante o hacia atrás. Para ello, utiliza elementos direccionales. El primer lugar, se procesa la supervisión de los elementos direccionales de tierra. El elemento direccional polarizado por tensión de secuencia negativa *32QG* supervisa los elementos de distancia a tierra así como los elementos direccionales de sobrecorriente residual de tierra. El elemento direccional polarizado por tensión de secuencia negativa *32Q* supervisa únicamente los elementos de distancia de fase.

La lógica interna del relé (*"Best Choice Ground Directional Element®"* explicada a continuación) elige la mejor opción para la supervisión de acuerdo con las condiciones del sistema de potencia prevaleciente durante la falta a tierra. Escogerá la mejor opción para el elemento direccional de tierra *32G* entre el elemento direccional polarizado por tensión de secuencia negativa *32QG*, elemento direccional polarizado por tensión de secuencia homopolar *32V* y elemento direccional polarizado por corriente de secuencia homopolar *32I*. El elemento direccional de tierra también supervisa los elementos de distancia a tierra de la característica cuadrilateral.

Con el fin de condensar las condiciones por las cuales se habilitan los distintos elementos de distancia, se expone a continuación una tabla (*TABLA 3.1. Condiciones habilitantes de los elementos direccionales de tierra*) en la que se muestran las condiciones que se deben cumplir para habilitar los elementos direccionales descritos anteriormente.

TABLA 3.1. CONDICIONES HABILITANTES DE LOS ELEMENTOS DIRECCIONALES DE TIERRA

Medida	Condición	Referencia ajustada	Consecuencia
$(3 \cdot I_2) \text{ o } (3 \cdot I_0)$	$>$	50FP	32QG,32Q,32V habilitados hacia adelante
$(3 \cdot I_2) \text{ o } (3 \cdot I_0)$	$<$	50FP	32QG,32Q,32V habilitados hacia atrás
$\frac{ I_2 }{ I_1 }$	$>$	a2	32QG habilitado
$\frac{ I_2 }{ I_0 }$	$>$	k2	32QG, 32Q habilitado
$\frac{ I_2 }{ I_0 }$	$<$	k2	32V habilitado
$\frac{ I_0 }{ I_1 }$	$>$	a0	32V habilitado

Los valores de ajuste pueden ser unos predefinidos o bien personalizados por el usuario. Para dar magnitud aproximada a estos valores, se exponen en la siguiente tabla (*TABLA 3.2. Ajustes predefinidos para los elementos direccionales de tierra*) los valores predefinidos por SEL-411L.

TABLA 3.2. AJUSTES PREDEFINIDOS PARA LOS ELEMENTOS DIRECCIONALES DE TIERRA
[5]

Setting	Equation
50FP	$0.12 \cdot I_{NOM}$
50RP	$0.08 \cdot I_{NOM}$
Z2F	$0.5 \cdot Z1MAG$
Z2R	$Z2F + 1/(2 \cdot I_{NOM})$
a2	0.1
k2	0.2
Z0F	$0.5 \cdot Z0MAG$
Z0R	$Z0F + 1/(2 \cdot I_{NOM})$
a0	0.1

Una vez está habilitado el correspondiente elemento para poder declarar una dirección hacia adelante o hacia atrás, se debe cumplir otra condición más para hacer efectiva esa declaración y que el elemento realmente indique que la falta es hacia adelante, hacia atrás o no se cumplen las condiciones por lo que ese elemento direccional no declararía falta. Estas condiciones se exponen en la siguiente tabla (TABLA 3.3. Determinación de la dirección de la falta).

TABLA 3.3. DETERMINACIÓN DE LA DIRECCIÓN DE LA FALTA

Medida	Condición	Referencia ajustada	Consecuencia
z2	<	Z2F	El relé indica que la falta desequilibrada es hacia adelante
z2	>	Z2R	El relé indica que la falta desequilibrada es hacia atrás
z0	<	Z0F	El relé indica que la falta desequilibrada es hacia adelante

$z0$	$>$	$Z0R$	El relé indica que la falta desequilibrada es hacia atrás
------	-----	-------	---

** $Z0F$ debe ser menor que $Z0R$ para evitar que ambas condiciones se puedan cumplir para una misma impedancia aparente medida.*

Como se ha mencionado anteriormente, el relé utiliza la lógica “*Best Choice Ground Directional Element®*” la cual selecciona la mejor opción para el elemento direccional de tierra. Esta determina el orden en el cual el relé selecciona los elementos $32QG$, $32V$ o $32I$ para proporcionar decisiones de dirección para los elementos de distancia de tierra y los elementos direccionales de sobrecorriente residual de tierra. El usuario puede configurar los elementos en el orden que prefiera:

- Q: Elemento direccional polarizado por tensión de secuencia negativa ($32QG$)
- V: Elemento direccional polarizado por tensión de secuencia homopolar ($32V$)
- I: Elemento direccional polarizado por corriente de secuencia homopolar ($32I$)

El usuario puede configurar la lista ORDER según prefiera con cualquier combinación de Q, V e I. El orden de cada elemento en esta lista determinará la prioridad de operación de ese elemento para proporcionar el elemento direccional de tierra. Para la mayoría de sistemas de potencia, la configuración recomendada es ORDER=Q. El esquema lógico de la elección del elemento direccional de tierra se muestra en la *Fig. 3.24. Diagrama lógico de salida del elemento direccional de tierra 32G.*

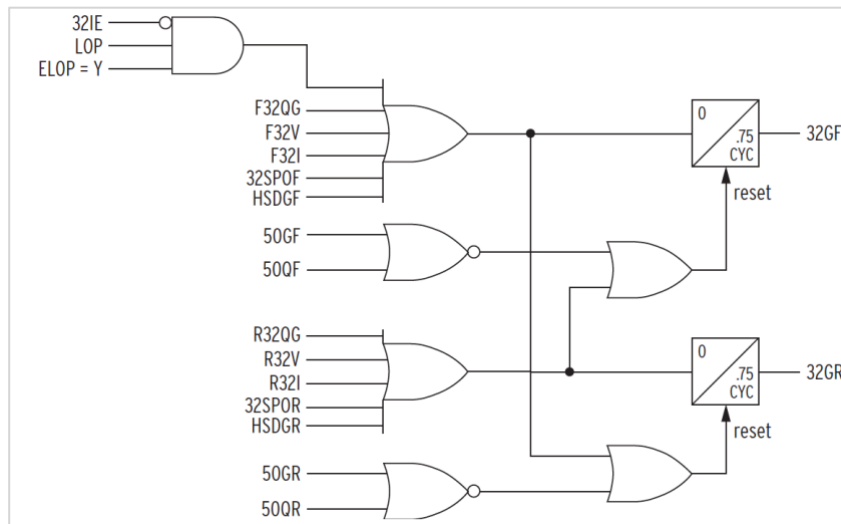


Fig. 3.24. Diagrama lógico de salida del elemento direccional de tierra 32G [5]

Los elementos *32QE*, *32QGE*, *32VE* y *32IE* indican cuando el relé ha habilitado el elemento direccional de tierra correspondiente.

A continuación (*Fig.3.25-Fig.3.29*) se muestran los esquemas lógicos correspondientes a los elementos direccionales de tierra explicados.

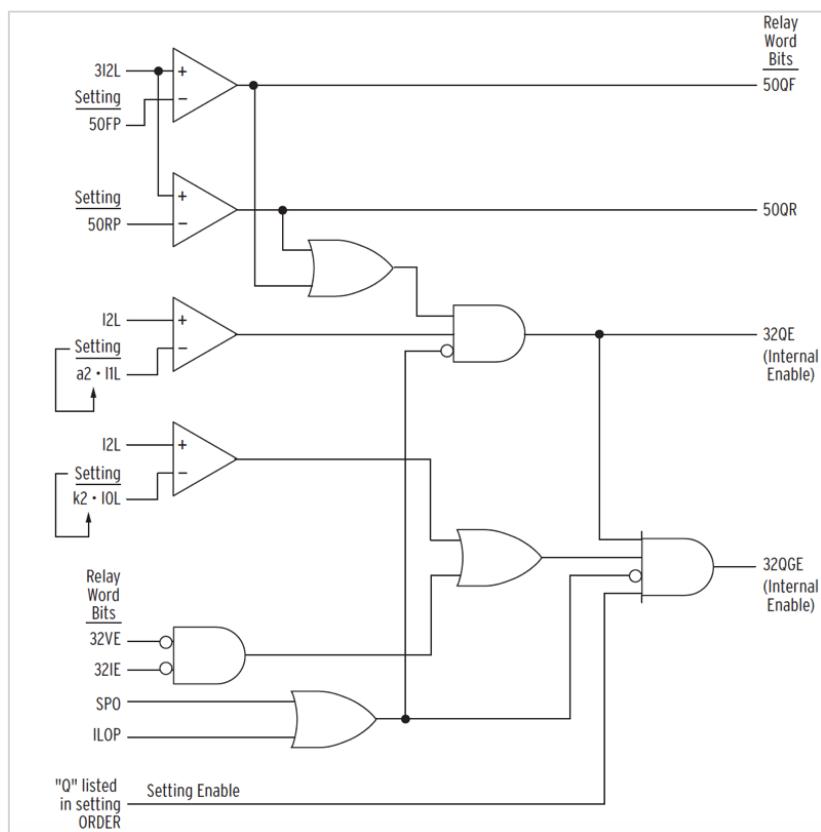


Fig. 3.25. Diagrama lógico de habilitación de los elementos direccionales 32Q y 32QG [5]

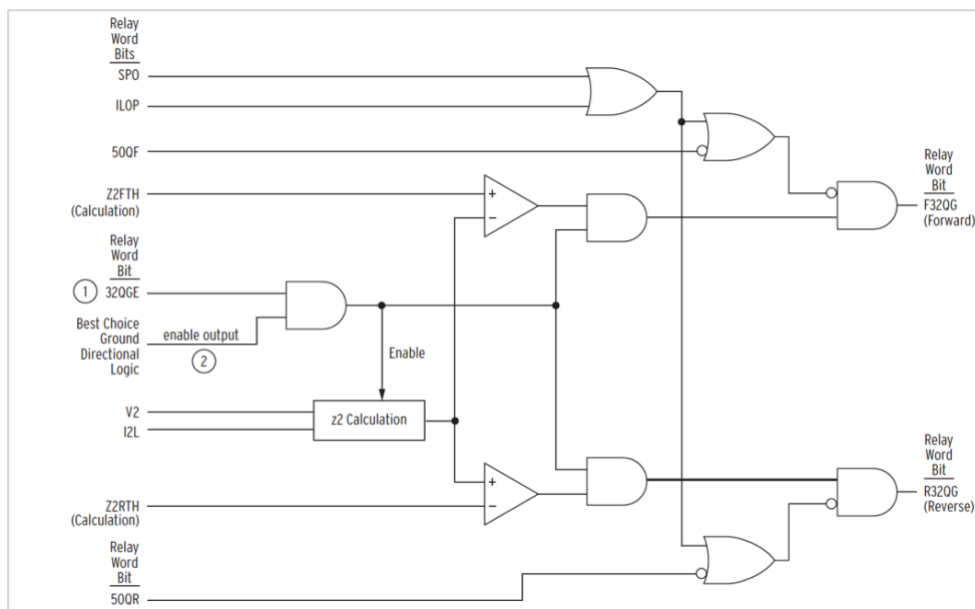


Fig. 3.26. Diagrama lógico del cálculo de los elementos direccionales polarizados por tensión de secuencia negativa (32Q y 32QG) [5]

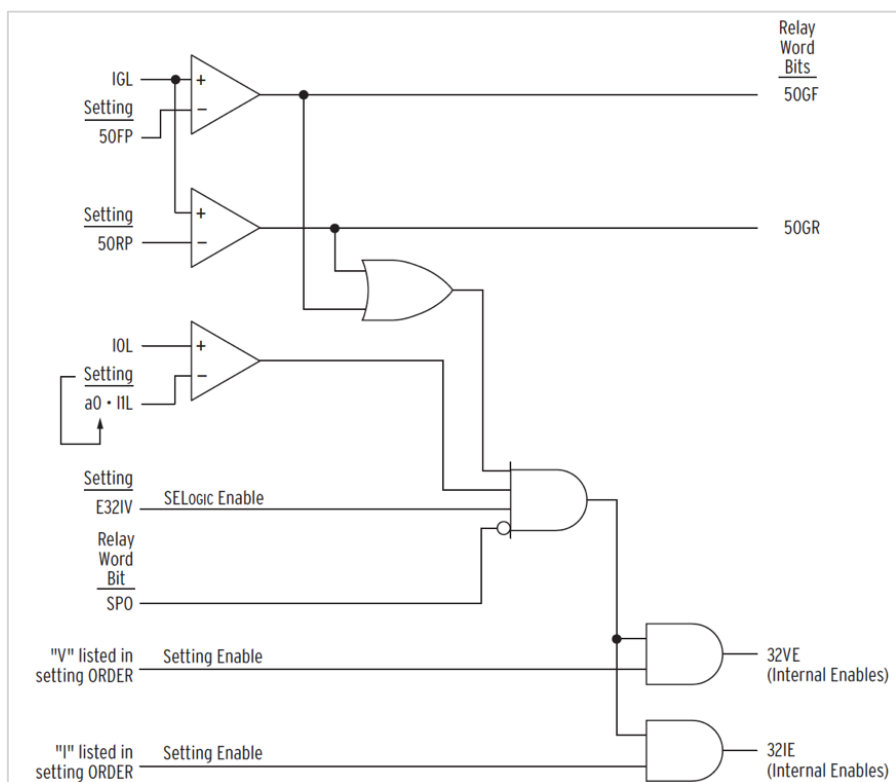


Fig. 3.27. Diagrama lógico de habilitación de los elementos direccionales 32V y 32I [5]

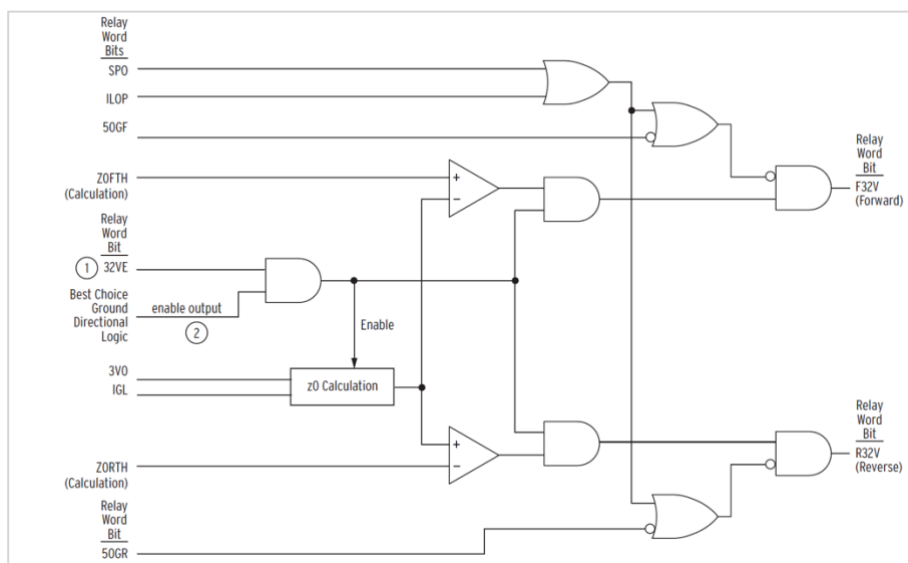


Fig. 3.28. Diagrama lógico del cálculo del elemento direccional polarizado por tensión de secuencia homopolar (32V) [5]

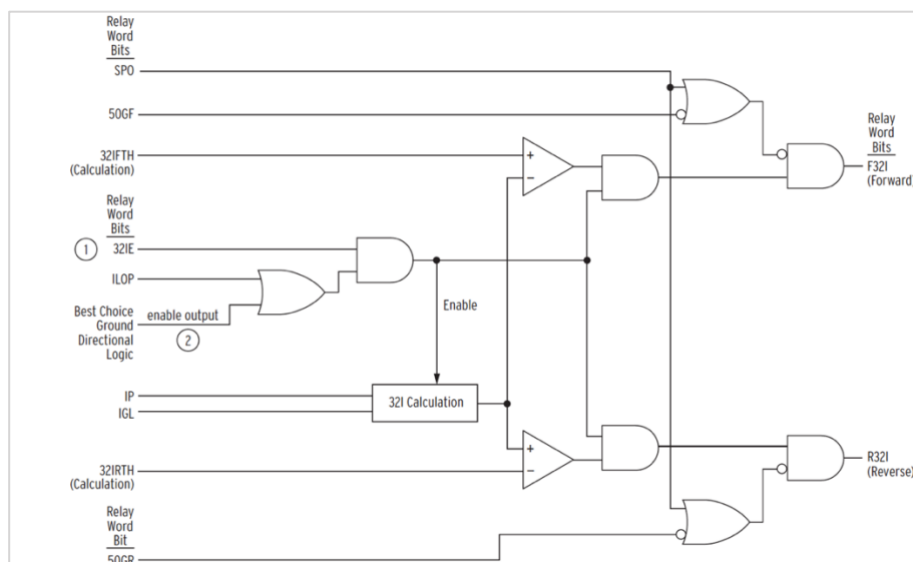
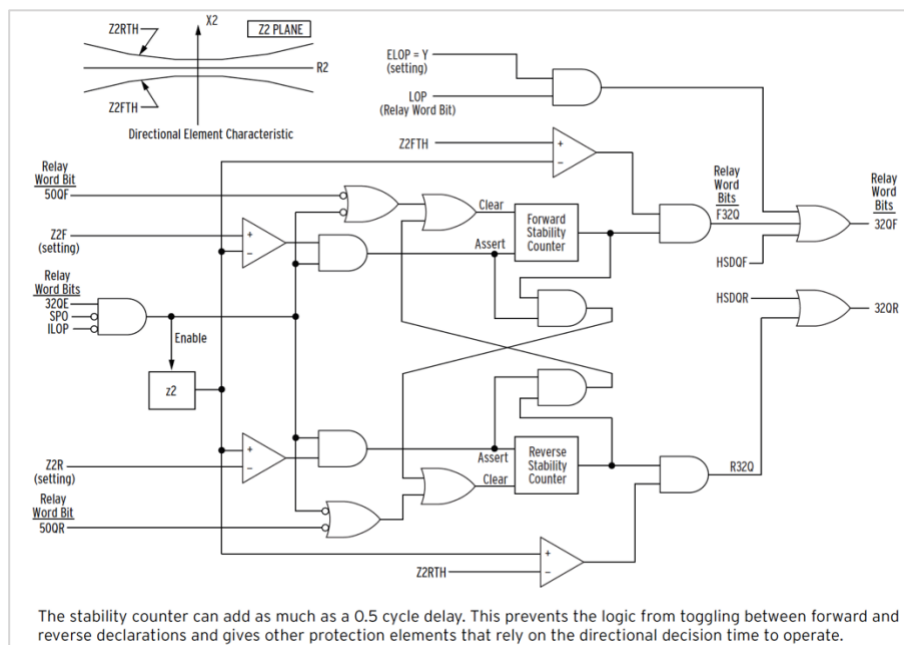
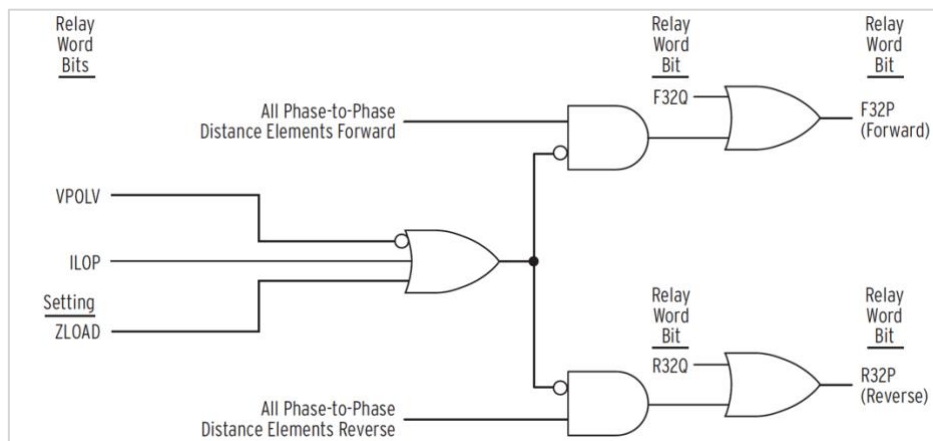


Fig. 3.29. Diagrama lógico del cálculo del elemento direccional polarizado por tensión de secuencia homopolar (32V) [5]

Elementos direccionales de fase

El elemento de fase (32P) y el polarizado por tensión de secuencia negativa (32Q) supervisan los elementos de distancia de fase. El elemento 32Q tiene prioridad sobre el 32P. Si se detecta impedancia de carga, comunicado internamente por el relé mediante *ZLOAD*, el elemento direccional 32P se deshabilita. El elemento 32Q opera para cualquier falta desequilibrada.

Los esquemas lógicos de los elementos direccionales 32P y 32Q son mostrados a continuación (Fig. 3.30-Fig. 3.31):



4. Filtrado de señales

4.1. Introducción. ¿Qué es el filtrado de señales?

En primer lugar, hay que indicar el porqué de la necesidad de filtrado de señales en las protecciones eléctricas.

La onda de una señal no tiene forma senoidal perfecta, ya que no está solo compuesta por una frecuencia de, por ejemplo, 50 Hz o 60 Hz, si no que sobre esta onda fundamental de X Hz se "añaden" otras varias que la deforman. En la última ventana de la *Fig. 4.1. Componentes de una señal* se representa la suma de todas las ondas de las ventanas superiores.

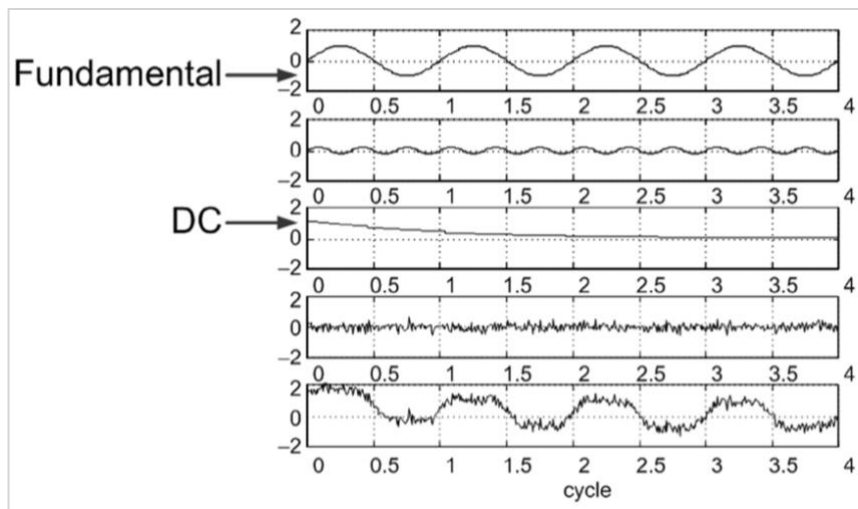


Fig. 4.1. Componentes de una señal

- *Primera ventana. Forma de onda fundamental a 60 Hz*
- *Segunda ventana. Forma de onda de diferente frecuencia a la fundamental*
- *Tercera ventana. Desplazamiento de continua (DC)*

- *Cuarta ventana. Onda de alta frecuencia (ruido blanco)*
- *Quinta ventana. Suma de la forma de onda fundamental más distorsiones (2ª, 3ª y 4ª ventana)*

Se puede observar como las formas de onda de la segunda, tercera y cuarta ventana alteran la fundamental.

Las protecciones eléctricas trabajan con estas formas de onda, pero para la mayor parte de las operaciones que realizan, sólo es necesaria la forma de onda fundamental. Por ello, es indispensable el uso de filtros tanto analógicos como digitales para conseguir eliminar esas perturbaciones de onda que alteran la onda fundamental. No siempre es necesaria la onda fundamental, así por ejemplo, los relés de onda viajera trabajan con la parte de alta frecuencia de la onda (cuarta ventana de la *Fig. 4.1. Componentes de una señal*), por lo que será necesario otro tipo de filtro. Para otras aplicaciones será necesaria la extracción de determinados armónicos; por ejemplo, es útil detectar el valor de quinto armónico para corriente de *inrush*.

Se puede intuir por tanto que, no valdrá cualquier filtro, si no que en función de la aplicación que vaya a tener el relé, será necesario un tipo de filtro u otro.

Dependiendo de la naturaleza de la señal, hay varios tipos de procesamiento de señales:

- Procesamiento de señales digitales
- Procesamiento de señales analógicas
- Procesamiento de señales de audio

- Procesamiento de señales de voz
- Procesamiento de señales de vídeo

Para el caso de protecciones eléctricas, únicamente es necesario comprender el procesamiento de señales digitales y señales analógicas, que son los dos tipos de filtros que utiliza la protección para trabajar.

4.2. Procesado de señales analógicas

En el procesamiento de señales analógicas buscamos una adaptación de la amplitud, el nivel y el ancho de banda de la onda. Igualmente deben minimizar la interferencia y reducir el ruido. Este procesamiento analógico es rápido, aunque es menos flexible y tiene componentes más caros (no necesariamente más complejos) que el digital.

Es un filtrado imprescindible en una interfaz con sistema digital (filtrado anti-aliasing y amplificación) como ocurre en los relés.

En concreto, el filtro utilizado por el relé en estudio, el SEL-411L, es un filtro paso-bajo (*Fig. 4.2. Frecuencias de paso del filtro pasobajo*). Este tipo de filtro, elimina las componentes de alta frecuencia de la señal de entrada, dejando salir únicamente una señal con baja frecuencia, que será la onda fundamental aunque con ciertas alteraciones todavía (*Fig. 4.3. Filtrado de señal a través de filtro analógico*).

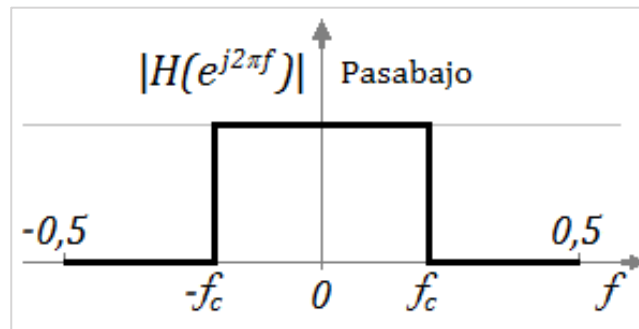


Fig. 4.2. Frecuencias de paso del filtro pasabajo [4]

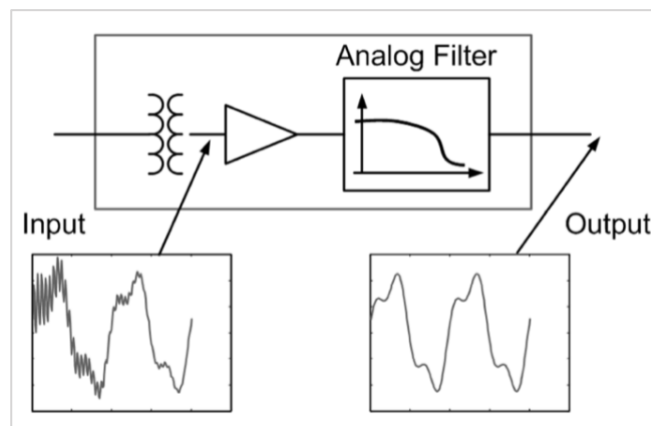


Fig. 4.3. Filtrado de señal a través de filtro analógico [4]

4.3. Procesado de señales digitales

Es la representación, transformación y manipulación de señales y su información, usando algoritmos numéricos. Tiene diversas aplicaciones.

Como ha sido mencionado anteriormente, las protecciones eléctricas deben filtrar sus entradas para eliminar elementos no necesarios de las señales y conservar los de interés.

El filtrado para los relés de distancia debe tener las siguientes características [4]:

- *Sólo permitir frecuencias de 50 Hz (o 60 Hz según la frecuencia del sistema)*

- *Atenuar las altas frecuencias*
- *Eliminar la componente de continua*
- *Eliminar los armónicos*
- *Minimizar la respuesta transitoria*
- *Deben ser prácticos y simples de diseñar y fabricar*

Debido a que los relés de distancia miden impedancia, y ya que esta impedancia está definida sobre una frecuencia específica, los filtros de estos relés deben mantener sólo la frecuencia fundamental.

Cada relé tendrá unas especificaciones y campo de aplicación, por lo que en función de ello, deberemos escoger debidamente las características del filtro, asegurándonos así que el funcionamiento de nuestro filtro diseñado será el correcto tanto en el laboratorio como en su puesto de trabajo.

Nunca se debe seleccionar un tipo de filtro aproximado y probarlo en un programa transitorio electromagnético EMTP (*Electromagnetic Transient Program*) y test de modelos de sistema, ya que esto lleva a una mayor probabilidad de fallo de la protección ante un imprevisto que no ha sido evaluado en los test.

4.4. Evaluación y comparación de distintos tipos de filtro

Se debe evaluar el filtro desde dos puntos de vista principales:

- *Comportamiento en estado transitorio*
- *Comportamiento en estado estacionario*

En el periodo transitorio, la ventana del filtro cubre parcialmente los datos de prefalta y postfalta, mientras que en el periodo estacionario la ventana del filtro está completamente cubierta de datos de postfalta.

Se diferenciará dos grupos de filtros según los datos del historial de entradas que tome: filtros IIR y filtros FIR.

4.4.1. Filtros IIR (Infinite Impulse Response)

Los filtros IIR tienen en cuenta todos los datos de la entrada que se van tomando, desde su inicio, por lo que el valor de la toma N se ve influenciado por todos los valores desde el primero hasta el $(N-1)$.

4.4.2. Filtros FIR (Finite Impulse Response)

La ventana de salida de los filtros FIR tiene un tiempo finito de toma de muestras de la entrada, al contrario que los filtros IIR que como se comentó ese tiempo era "infinito".

Los filtros FIR son los más adecuados para las protecciones eléctricas, por varios motivos, entre ellos:

- Al eliminarse en muy poco tiempo los datos de prefalta y completarse la ventana con valores de postfalta, los fasores estimados de tensión e intensidad no se ven influenciados por esos datos previos que no son interesantes para esta aplicación.

- Los filtros FIR tienen de forma natural ceros en sus frecuencias, y son relativamente fáciles de modificar para poder eliminar ciertos armónicos no deseados o componente de continua.

Se muestran en las siguientes gráficas (Fig.4.4. *Filtro pasobajo IIR* y Fig. 4.5. *Filtro pasobajo FIR*) la diferencia entre un filtro IIR y un filtro FIR. Se observa que mientras el filtro IIR está influenciado por todas las anteriores muestras, el FIR sólo lo está por las 8 precedentes, lo que provoca que los armónicos 2, 4, 6 y 8 sean eliminados.

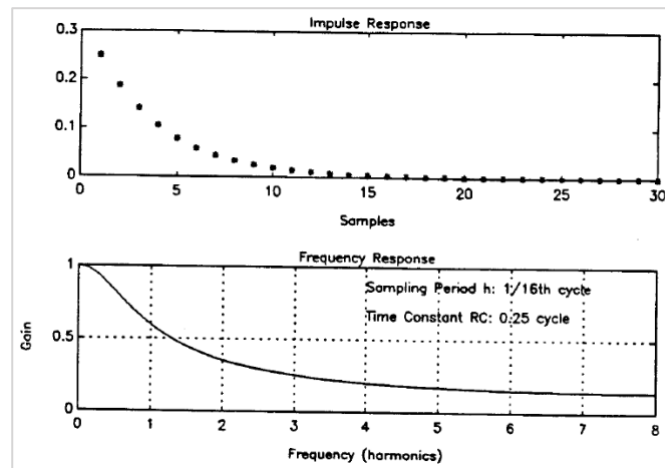


Fig. 4.4. Filtro pasobajo IIR [4]

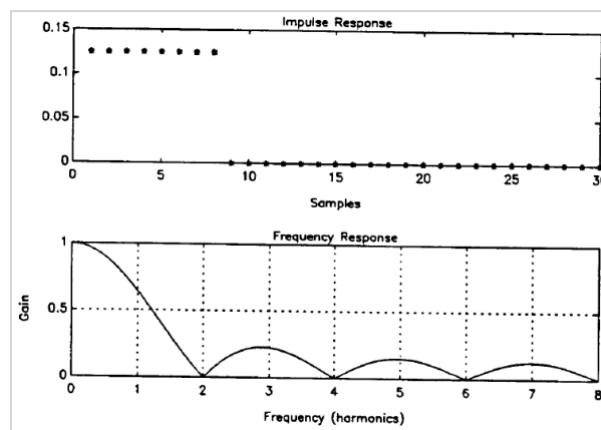


Fig. 4.5. Filtro pasobajo FIR [4]

A continuación se muestran los diferentes tipos de filtros digitales que son considerados los más apropiados para las protecciones eléctricas.

Filtro CAL

El filtro CAL es uno de los filtros más sencillos. Sus coeficientes de filtrado son ± 1 . El proceso de filtrado únicamente utiliza sumas y restas, lo que elimina retrasos de tiempo debido a multiplicaciones. Es un filtro doble diferenciador. Podemos considerarlo por tanto el filtro más eficiente computacionalmente hablando. Elimina la componente de continua y el desplazamiento exponencialmente decreciente.

La desventaja de este tipo de filtro es que no elimina los armónicos impares, por lo que es imprescindible un filtro analógico pasabajo para poder eliminar correctamente los armónicos.

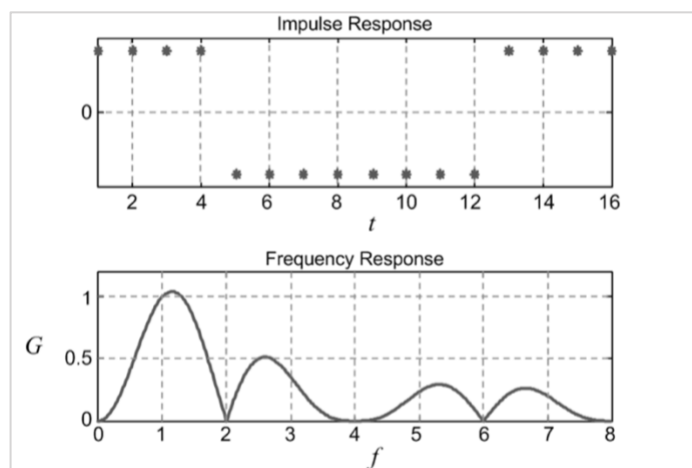


Fig. 4.6. Respuesta filtro CAL [4]

Filtro coseno

El filtro coseno toma sus coeficientes a partir de la forma de onda del coseno. Al igual que el filtro CAL, es también un filtro doble diferenciador, lo cual es esencial para eliminar eficazmente el desplazamiento de la componente de continua. Elimina todos los armónicos, además de tener propiedades de filtrado de paso de banda.

La parte imaginaria de los fasores de tensión o corriente se extraen a partir del retraso de la salida en un cuarto de ciclo. Desde que ocurre una falta, se necesita un ciclo para que los valores de falta completen la ventana del filtro, y otro cuarto de ciclo más para obtener la componente de cuadratura, la componente imaginaria del fasor. Por tanto, en el peor de los casos, el tiempo máximo que necesita este filtro es de un ciclo y cuarto.

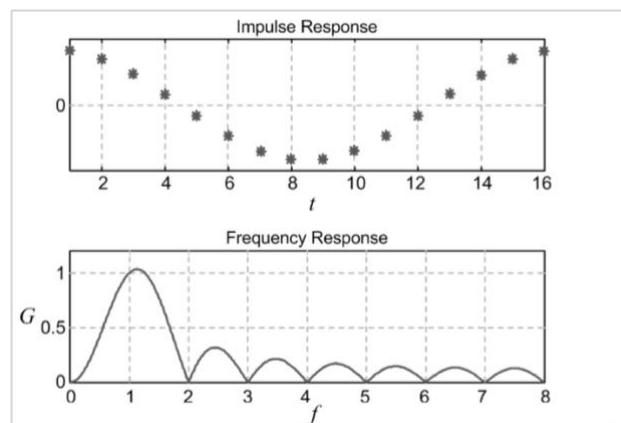


Fig. 4.7. Respuesta filtro coseno [4]

Filtro de Fourier

El principio de este filtro es combinar un filtro coseno con un filtro seno. Esto proporciona la ventaja de que se elimina ese tiempo de espera de un cuarto de ciclo más que necesitaba el filtro coseno para formar el fasor, ya que con un ciclo en teoría valdría para formarlo. Además, el filtro seno atenúa en mayor medida las altas

frecuencias e igualmente elimina los armónicos. Pero por el contrario, esto lleva a no tener doble diferenciador, es decir, perdemos la capacidad de eliminar el desplazamiento de la componente de corriente continua. Debido a esto, el par de filtros de Fourier tiene una deficiente respuesta transitoria.

Pero, ¿es el filtro Fourier realmente un cuarto de ciclo más rápido que el filtro Coseno?

En las siguientes figuras (*Fig.4.8. Gráfico de impedancia del filtro de Fourier* y *Fig.4.9. Comparación de los filtros coseno y Fourier*) de diagramas de impedancia, especialmente en la figura *Fig.4.9. Comparación de los filtros Coseno y Fourier*, se observa que el filtro Fourier (línea continua), oscila alrededor del punto de postfalta un largo tiempo hasta que se establece. Tras aproximadamente *1,75 ciclos*, el filtro Fourier todavía tiene un 10% de sobrealcance y subalcance. Sin embargo, el filtro coseno (línea discontinua), tras aproximadamente *1,25 ciclos* ya presenta una variación de impedancia menor al 2%.

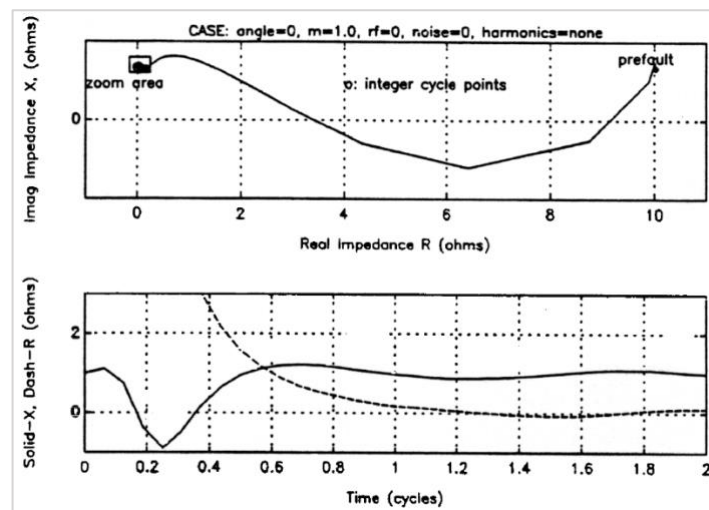


Fig. 4.8. Gráfico de impedancia del filtro de Fourier [4]

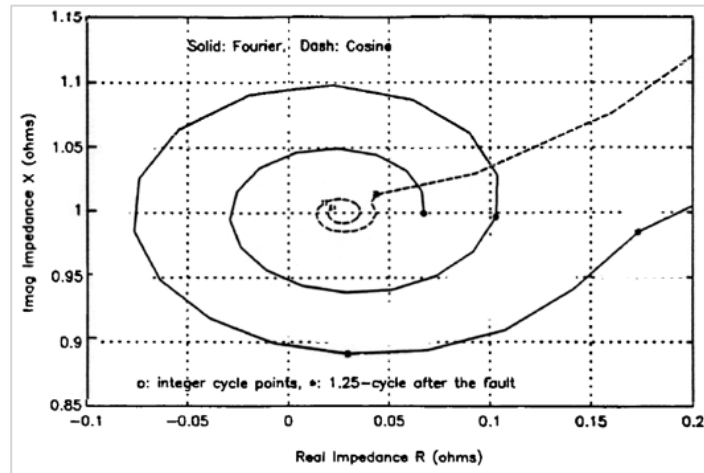


Fig. 4.9. Comparación de los filtros coseno y Fourier [4]

Por tanto, se puede concluir que el filtro coseno es más rápido y preciso que el filtro de Fourier.

4.5. Efecto de la respuesta al impulso en la respuesta en frecuencia

Cuanto más corta se produzca la respuesta al impulso, más rápido será el relé. Pero esto afecta a la supresión de los distintos armónicos. Se muestra a continuación (Fig.4.10. Respuesta en frecuencia de filtros coseno de ventanas de medio, uno y dos ciclos) las respuesta en frecuencia de tres tipos de filtro coseno; de medio ciclo, de un ciclo y de dos ciclos.

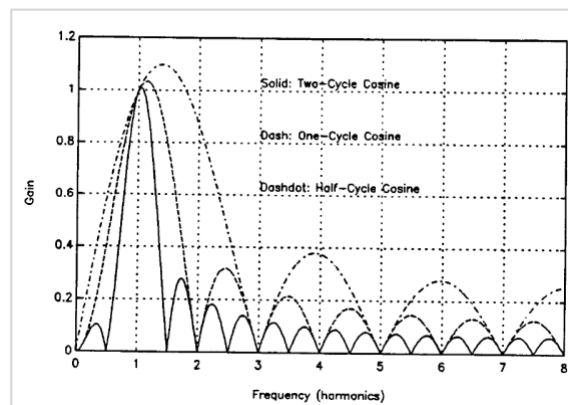


Fig. 4.10. Respuesta en frecuencia de filtros coseno de ventanas de medio, uno y dos ciclos [4]

Como se observa en la Fig.4.10. Respuesta en frecuencia de filtros coseno de ventanas de medio, uno y dos ciclos, cuanto más larga sea la respuesta al impulso, más cortas serán las respuestas en frecuencia. Se observa que los filtros coseno de dos ciclos y un ciclo eliminan la continua y los armónicos tanto pares como impares. En cambio, al disminuir la respuesta al impulso a ventanas de medio ciclo, se pierde esta propiedad, eliminando sólo la componente de continua y los armónicos impares, no así los pares. Se puede ver por tanto en la Fig. 4.13. Gráfico de impedancia de filtro coseno de medio ciclo la desventaja de incrementar la velocidad, que es la mala respuesta transitoria. El filtro coseno de medio ciclo no es doble diferenciador, y no elimina correctamente exponenciales.

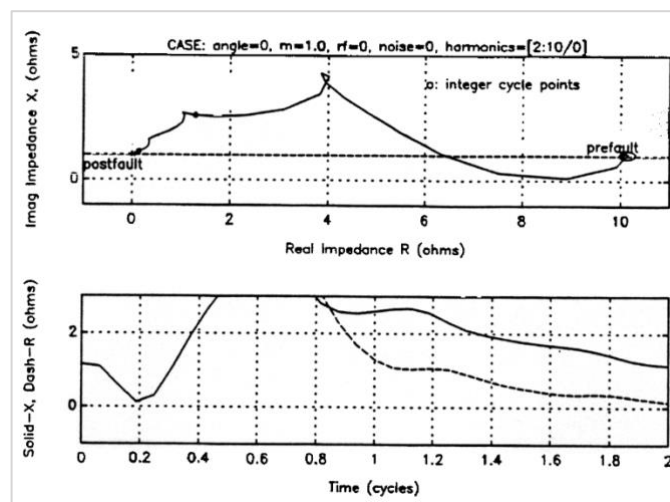


Fig. 4.11. Gráfico de impedancia de filtro coseno de dos ciclos [4]

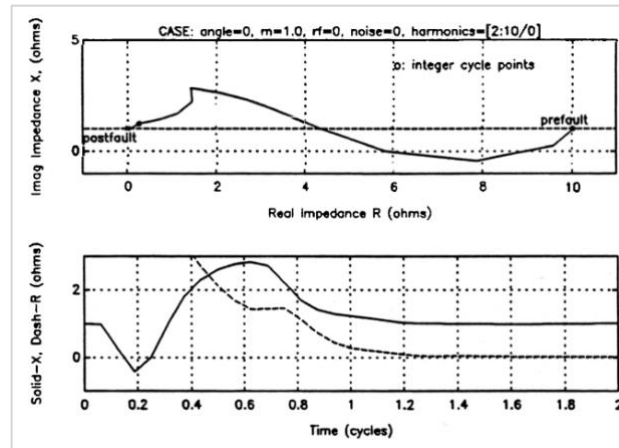


Fig. 4.12. Gráfico de impedancia de filtro coseno de un ciclo [4]

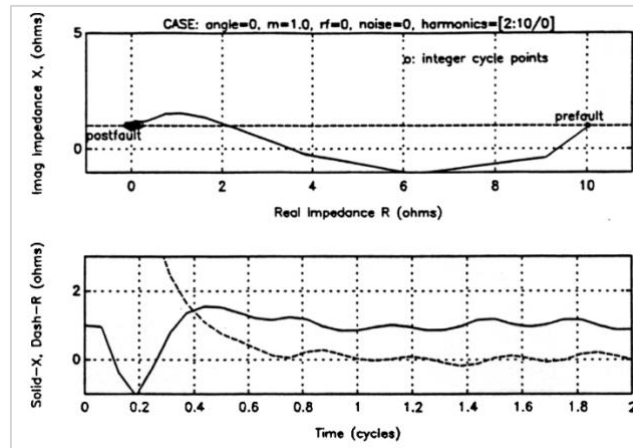


Fig. 4.13. Gráfico de impedancia de filtro coseno de medio ciclo [4]

El filtro con ventana de dos ciclo (*Fig. 4.11. Gráfico de impedancia de filtro coseno de dos ciclos*) no es necesariamente más lento comparado con la ventana de un ciclo (*Fig.4.12. Gráfico de impedancia de filtro coseno de un ciclo*), y su rendimiento transitorio es insignificamente mejor.

4.6. Efecto de la tasa de muestreo en el tiempo de operación del relé

En un principio, doblar la cantidad de muestras por ciclo, lo que implica doblar los cálculos, quizás merece la pena ya que se acelera la operación. Pero a medida que se dobla ese ratio de muestreo, cada vez se hace menos atractivo, ya que en cada

aumento se doblan los cálculos, pero el beneficio, es decir, la aceleración de la operación, cada vez se incrementa en menor medida. Esto se puede ver a continuación (*Fig.4.14. Tiempo de operación vs frecuencia de muestreo*).

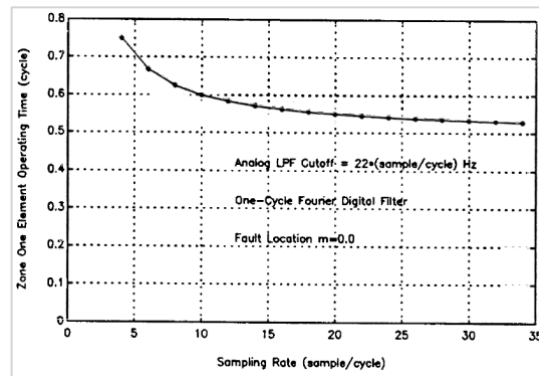


Fig. 4.14. Tiempo de operación vs frecuencia de muestreo [4]

Al incrementar el ratio de 4 a 8 muestras por ciclo, decrece el tiempo de operación alrededor de 1/8 de ciclo, a costa de la necesidad de doblar los cálculos.

Al incrementar desde 8 muestras/ciclo a 16 muestras/ciclo, se siguen doblando los cálculos, pero sólo se reduce el tiempo de operación en 1/16 de ciclo.

Si se continúa incrementando otra vez al doble las muestras por ciclo, es decir, desde 16 muestras/ciclo a 32 muestras/ciclo, se duplica otra vez el cálculo y se reduce el tiempo de operación en sólo 1/31 de ciclo.

Con estos ejemplos, se puede concluir que la magnitud de los cálculos aumenta exponencialmente al aumentar el ratio muestras/ciclo, mientras los tiempos de operación disminuyan cada vez en menor medida. El "coste" de realizar esta operación en cada multiplicación incrementa más que el beneficio obtenido.

Esto ocurre debido a que los filtros digitales están basados en una ventana de un ciclo. La mejora de la velocidad viene dada por tanto de un reducido retraso del filtro analógico paso-banda y una reducida latencia de computación.

4.7. Conclusiones sobre los filtros

1. Las ondas de tensión y corriente de falta utilizadas por los relés de protección están contaminadas, por lo que es indispensable eliminar los elementos que no son necesarios para nuestra aplicación, sólo manteniendo generalmente la componente fundamental de la onda. Este proceso de filtrado para obtener la onda buscada es fundamental que sea lo más rápido y preciso posible.
2. Los filtros FIR son claramente mejores que los filtros IIR para la aplicación en los relés de protección. Los filtros FIR llenan su ventana rápidamente sólo de valores postfalta, en cambio los filtros IIR están influenciados por todos los valores anteriores, incluyendo los de prefalta, lo cual no se busca en los relés de protección.
3. El mejor filtro de los evaluados es el filtro coseno. Elimina todos los armónicos y el desplazamiento de la componente de continua. Se acerca bastante al filtrado de paso de banda que se busca y tiene una correcta respuesta ante transitorios. Como se ha visto anteriormente, tiene una respuesta más rápida y precisa que el filtro Fourier.
4. La ventaja de aumentar la velocidad de procesamiento del relé al tener velocidades de muestreo más altas, disminuye al fijarse una ventana de filtrado concreta. En este caso, la mejora en velocidad se podrá conseguir disminuyendo el retraso del filtro analógico y la latencia computacional.

4.8. Filtros utilizados en el Relé SEL-411L

A continuación se muestra un esquema del procesamiento de señales del relé SEL-411L (*Fig.4.15. Esquema de procesamiento de señales del relé SEL-411L*).

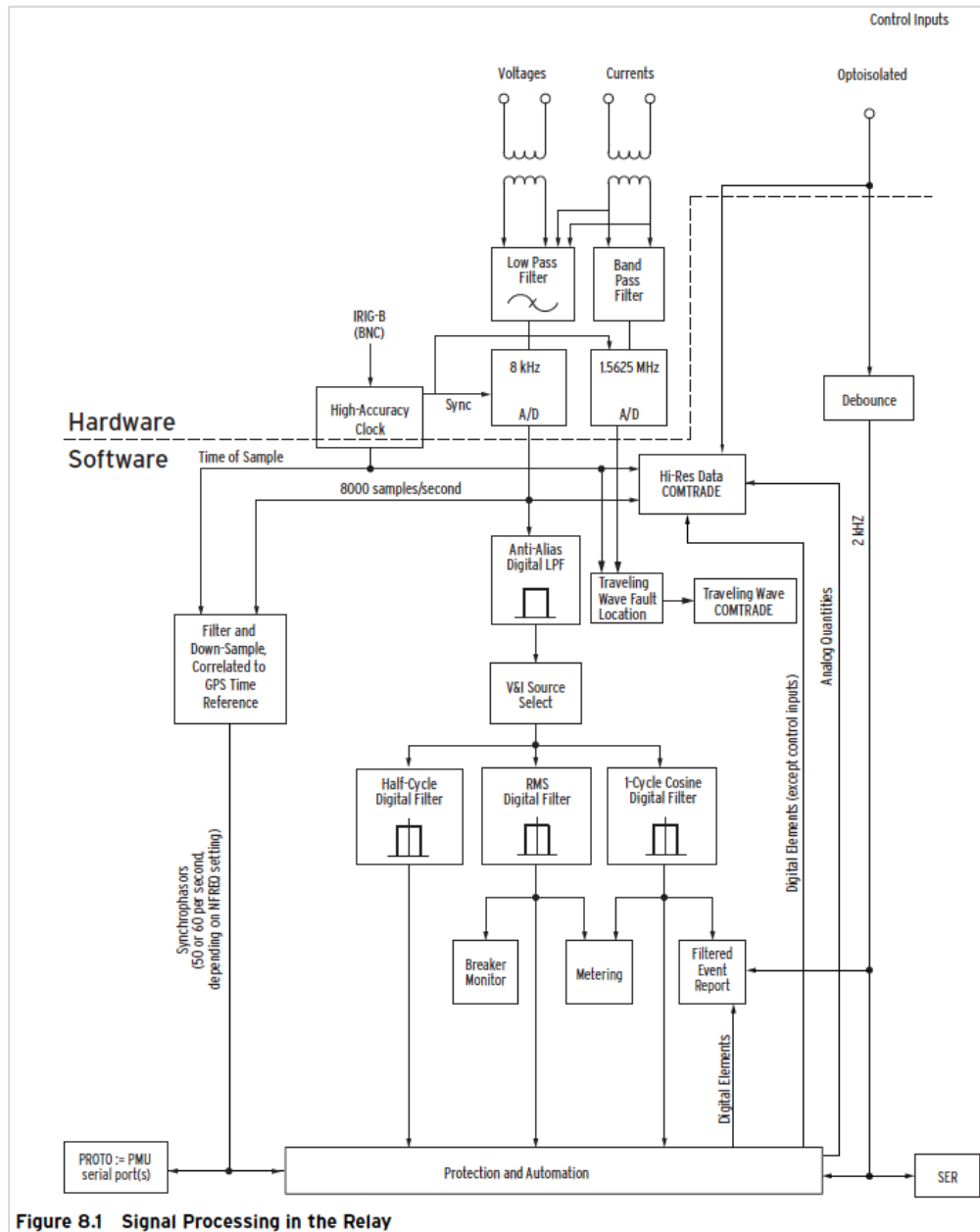


Fig. 4.15. Esquema de procesamiento de señales del relé SEL-411L [5]

Se puede observar que el relé, antes de procesar los datos obtenidos de tensión y corriente, filtra la onda pasando esta primero por un filtro analógico de paso bajo

(*Low Pass Filter*). A continuación convierte la señal analógica en una señal digital a 8 kHz, pasando esta señal por los siguientes filtros digitales:

1. *Filtro anti-aliasing paso bajo (Anti Alias Digital LPF).*

Este filtro elimina las frecuencias por encima de 50 Hz y los armónicos. No suprime la componente de continua pero esta lo eliminará el siguiente filtro, el filtro coseno.

2. *Filtro coseno de un ciclo (1-Cycle Cosine Digital Filter)*

Este filtro elimina la componente de continua que todavía quedaba en la señal, y así se obtiene finalmente la señal con sólo el armónico de interés, el fundamental.

Tras este filtrado, se obtiene los valores con lo que se va a trabajar para determinar el disparo o bloqueo de la protección.

5. COMTRADE

5.1. Introducción. ¿Qué es COMTRADE?.

COMTRADE, siendo el pseudónimo, en inglés, de "Common format for transient data exchange" es un formato de datos de secuencia de tiempo generado por diversas fuentes con el objetivo de intercambiar información entre distintos dispositivos.

Este sistema universal de información, tiene sus orígenes en la Comisión electrotécnica internacional (IEC - International Electrotechnical Commission) y en la Asociación de estándares IEEE. La IEC es una organización mundial dedicada a la estandarización, comprometiendo a todos los comités electrotécnicos nacionales (IEC National Committees). El objetivo de esta comisión es promover la cooperación entre los distintos países sobre todo tipo de temas en cuanto a estandarizaciones en los campos de la electricidad y la electrónica.

Por otra parte, los documentos de estándares IEEE son desarrollados por las asociaciones IEEE y los comités coordinadores de estándares de asociaciones de IEEE. IEEE desarrolla sus estándares a través de proceso de desarrollo consensuado y aprobado por el instituto nacional americano de estándares(American National Standards Institute).

IEC colabora estrechamente con IEEE respetando determinadas condiciones indicadas en acuerdos entre ambas organizaciones.

5.1.1. Referencias normativas

Se listan a continuación las referencias normativas de los archivos COMTRADE.

- *IEEE Std C37.118 TM -2005, IEEE Standard for Synchrophasors for Power Systems*
- *IEEE Std C37.232 TM -2007, IEEE Recommended Practice for Naming Time Sequence Data*
- *Files*
- *IEEE Std 260.1 TM -1993, IEEE Standard Letter Symbols For Units of Measurement (SI Units, Customary Inch-Pound Units)*
- *IEEE Std 280 TM -1985 (R1996), IEEE Standard Letter Symbols for Quantities Used in Electrical Science and Electrical Engineering (DOD)*
- *IEEE Std 754 TM -2008, IEEE Standard for Floating Point Arithmetic*
- *ISO 80000-1, Quantities and units – Part 1: General*

5.2. ¿Por qué es necesario COMTRADE?

La gran cantidad de tecnología digital en los diversos aparatos del sistema eléctrico hace necesario el tratamiento de una amplia base de datos digitales de eventos transitorios. Asimismo, los simuladores analógicos y digitales generan registros digitales. A la hora de tratar todos estos registros, podría surgir el gran problema de que cada sistema utilice un formato distinto.

Es por esto que este estándar internacional define un formato estandarizado para los archivos que contienen forma de onda de un transitorio.

5.3. Explicación del archivo COMTRADE

Cada registro COMTRADE tiene un conjunto de hasta 4 archivos. Cada uno de estos 4 archivos contiene diferente información. La forma de los archivos es: "NOMBRE.EXTENSIÓN". Todos los archivos de un registro deben tener el mismo nombre, diferenciándose únicamente por las diferentes extensiones.

Es posible tener estos 4 archivos en un solo archivo COMTRADE con extensión .CFF. En este caso, será necesario un programa de conversión para extraer estos archivos comprimidos.

Los cuatro tipos de archivos son:

- 1.- Archivo .HDR (archivo cabecera)
- 2.- Archivo .CFG (archivo de configuración)
- 3.- Archivo .DAT (archivo de datos)
- 4.- Archivo .INF (archivo información)

Se detallan a continuación cada uno de los archivos listados.

5.3.1. Archivo .HDR

Es el archivo cabecera. Archivo de texto opcional en formato ASCII desarrollado, normalmente con un procesador de texto, por el creador de la información del archivo COMTRADE. La intención de este archivo es que sea impreso y leído por el usuario. El creador de este archivo puede incluir cualquier tipo de información en el orden que desee.

Este archivo es útil para el almacenamiento de información narrativa complementaria, proporcionada para que el usuario comprenda mejor las condiciones del registro transitorio.

5.3.2. Archivo .CFG

Es el archivo de configuración. Archivo de texto en formato ASCII destinado a ser leído por un programa informático. Contiene información necesaria para que el programa informático sea capaz de interpretar correctamente el archivo de datos (.DAT). Puede ser escrito con un procesador de texto o bien con un programa informático específico. El archivo de configuración está en un formato predefinido, estandarizado, para que el programa informático no tenga que ser desarrollado específicamente para cada uno de estos.

Para una mejor comprensión del contenido de este archivo, se explicará a continuación con un ejemplo:

Ejemplo de archivo .CFG :

```

MUD2HAR V1 ,1,2001
42,10A,32D
1,IA ,,,A,5.524,0,0,-32768,32767,1,1,S
2,IB ,,,A,5.524,0,0,-32768,32767,1,1,S
3,IC ,,,A,5.524,0,0,-32768,32767,1,1,S
4,IN ,,,A,5.524,0,0,-32768,32767,1,1,S
5,IN Sensitive ,,,A,5.524,0,0,-32768,32767,1,1,S
6,VA ,,,V,17.44,0,0,-32768,32767,1,1,S
7,VB ,,,V,17.44,0,0,-32768,32767,1,1,S
8,VC ,,,V,17.44,0,0,-32768,32767,1,1,S
9,IM ,,,A,0.1726,0,0,-32768,32767,1,1,S
10,V Checksync ,,,V,17.44,0,0,-32768,32767,1,1,S
1,Diff Trip A ,,,0
2,Diff Trip B ,,,0
3,Diff Trip C ,,,0
4,Zone 1 A Trip ,,,0
5,Zone 1 B Trip ,,,0
6,Zone 1 C Trip ,,,0
7,Zone 2 Trip ,,,0
8,Zone 3 Trip ,,,0
9,Zone 4 Trip ,,,0
10,VT Fail Alarm ,,,0
11,SOTF Trip Zone 2 ,,,0
12,TOR Trip Zone 2 ,,,0
13,Thermal Trip ,,,0
14,Virtual Output 1 ,,,0
15,A/R Lockout ,,,0
16,A/R Status 3P ,,,0
17,A/R Status 1P ,,,0
18,Auto Close ,,,0
19,SignalFail Ch1Rx ,,,0
20,SignalFail Ch1Tx ,,,0
21,SignalFail Ch2Rx ,,,0
22,SignalFail Ch2Tx ,,,0
23,Virtual Output2 ,,,0
24,Power Swing ,,,0
25,Any Trip ,,,0
26,CB Open A ph ,,,0
27,CB Open B ph ,,,0
28,CB Open C ph ,,,0
29,L15 Arr.Os.di.P2 ,,,0
30,L16 Arr.Os.re.TD ,,,0
31,L17 Arr.O.di.87B ,,,0
32,Comm Delay Alarm ,,,0
50
0
0,5280
30/05/2015,08:57:36.090000
30/05/2015,08:57:36.178000
ASCII
1

```

Fig. 5.1. Ejemplo de archivo .CFG

```

station_name,rec_dev_id,rev_year<CR/LF>
TT,##A,##D<CR/LF>
An,ch_id,ph,ccbm,uu,a,b,skew,min,max,primary,secondary,PS<CR/LF>
An,ch_id,ph,ccbm,uu,a,b,skew,min,max,primary,secondary,PS<CR/LF>
An,ch_id,ph,ccbm,uu,a,b,skew,min,max,primary,secondary,PS<CR/LF>
An,ch_id,ph,ccbm,uu,a,b,skew,min,max,primary,secondary,PS<CR/LF>
Dn,ch_id,ph,ccbm,y<CR/LF>
Dn,ch_id,ph,ccbm,y<CR/LF>
lf<CR/LF>
nrates<CR/LF>
samp,endsamp<CR/LF>
samp,endsamp<CR/LF>
dd/mm/yyyy,hh:mm:ss.ssssss<CR/LF>
dd/mm/yyyy,hh:mm:ss.ssssss<CR/LF>
ft<CR/LF>
timemult<CR/LF>
time_code, local_code<CR/LF>
tmq_code, leapsec<CR/LF>

```

Fig. 5.2. Archivo .CFG esquematizado

Información general:

1. **Station_name***. Nombre de la subestación.
2. **rec_dev_id***. Número o nombre identificador del equipo de grabación.
3. **rev_year***. Versión del archivo COMTRADE.
4. **TT***. Número total de canales (canales analógicos más canales digitales).
5. **##A***. Número de canales analógicas.

6. **##D***. Número de canales digitales.

Información de los canales analógicos:

7. **An***. Índice del canal analógico.

8. **ch_id***. Nombre del canal (o Identificador del canal).

9. **ph**. Identificador de la fase del canal.

10. **ccbm**. Componente del circuito que está siendo monitorizado.

11. **uu***. Unidades del canal.

12. **a***. Multiplicador del canal.

13. **b***. Sumador o añadido del offset del canal. Ecuación de factor de conversión del canal: " $ax+b$ ".

14. **skew***. Diferencia de tiempo, en μs , entre el muestreo de los distintos canales en un periodo de muestra de un registro para un convertidor analógico-digital. Por ejemplo, en un dispositivo de ocho canales con un convertidor A/D sin muestra sincronizada y sintonización mantenida a una frecuencia de muestreo de 1 ms, la primera muestra se encontrará en el instante representado por la marca de tiempo (*timestamp*), mientras que los tiempos de muestra para canales sucesivos dentro de cada período de muestra podrían estar hasta 125 μs en retraso de cada uno. En tales casos, los tiempos de los canales sucesivos será 0; 125; 250; 375 ...; etc.

15. **min***. Valor mínimo del dato del canal.

16. **max***. Valor máximo del dato del canal.

17. **primary***. Relación de transformación de tensión o corriente (primario del canal).

18. **secondary***. Relación de transformación de tensión o corriente (secundario del canal).

19. **PS***. Identificador de escala (P-Primario / S-Secundario). Especifica si el valor recibido de la ecuación de factor de conversión de canal " $ax+b$ " representará un valor primario (P) o secundario (S).

Información de los canales digitales o de estado:

20. **Dn***. Índice del canal digital.
21. **ch_id***. Nombre del canal (identificador del canal).
22. **ph**. Identificación de fase del canal.
23. **ccbm**. Componente del circuito que se está monitorizando.
24. **y***. Estado normal del canal (0-1).

Otra información:

- 25. ***lf****. Frecuencia nominal (Hz) del sistema del cual se están tomando las muestras.
- 26. ***nrates****. Número de frecuencias de muestreo en el archivo de datos.
- 27. ***samp****. Frecuencia de muestreo (Hz).
- 28. ***endsamp****. Número de la última muestra obtenida.
- 29. ***dd/mm/yyyy****. Día/mes/año. Fecha de inicio de toma de datos.
- 30. ***hh:mm:ss.ssssss****. Hora:minuto:segundo de inicio de la toma de datos. El número de caracteres que tengan los segundos definen las unidades de la marca de tiempo (*timestamp*); microsegundos (μs) en caso de tener 9 caracteres o nanosegundos (ns) en caso de 12 caracteres.
- 31. ***dd/mm/yyyy****. Día/mes/año. Fecha del punto de trigger.
- 32. ***hh:mm:ss.ssssss****. Hora:minuto:segundo del punto de trigger.
- 33. ***ft****. Lenguaje del archivo (ASCII,Binario, Binario32,Flood32...)
- 34. ***timemult****. Factor multiplicador de la marca de tiempo.
- 35. ***time_code****. Código de tiempo definido en IEEE Std C37.232-2007.
- 36. ***local_code****. Diferencia de tiempo entre el tiempo de la zona de grabación y UTC (Tiempo universal coordinado). En el mismo formato que *time_code*.
- 37. ***tmq_code****. Código del indicador de calidad del tiempo del reloj del dispositivo de grabación.
- 38. ***leapsec****. Indicador de segundo intercalar (o segundo bisiesto). Indica que un segundo intercalar puede ser añadido o eliminado durante los resultados de grabación.

0 = No hay segundo intercalar en la grabación.

1 = Un segundo intercalar ha sido añadido en la grabación.

2 = Un segundo intercalar ha sido eliminado en la grabación.

3 = La fuente de tiempo no tiene la capacidad de añadir un segundo intercalar.

**Valores críticos (imprescindibles en el archivo)*

5.3.3. Archivo .DAT

Es el archivo de datos. Contiene los valores de los canales analógicos y digitales de entrada para cada muestra en el registro. Los canales digitales de entrada son entradas de estado, lógicas o binarias. Son representaciones escaladas del evento muestreado. El archivo de datos puede estar en diferentes formatos como *ASCII*, *Binario*, *Binario 32* o *Float 32*, el cual se especifica en el archivo de configuración (*.CFG*). Para archivos de datos largos es recomendable el uso de formatos *Binario*, *Binario 32* o *Float 32*.

.DAT en formato ASCII

El fichero de datos en formato ASCII está dividido en filas y columnas. Cada fila se divide en TT+2 columnas, siendo NT el número total de canales, tanto analógicos como digitales, en el registro.

El archivo de datos contiene el número de muestra, la marca de tiempo y los datos de los valores de cada canal para cada muestra del archivo. En caso de archivos de datos en ASCII los valores de cada canal están separados por comas (formato habitualmente denominado "*Comma delimited format*"), en cambio para archivos de

4. $D_1 \dots D_m$. Valores de los datos de entrada de los canales de estado (o digitales).

Los únicos valores posible son 0 o 1.

**Los valores de k y m se encuentra en el archivo de configuración (.CFG).*

.DAT en formato Binario

El archivo de datos en formato binario, tiene la misma estructura básica que la explicada para el caso de formato ASCII, con la excepción de que los datos del canal de estado se compactan como se describe a continuación.

La longitud del archivo variará con el número de canales y número de muestras tomadas. El número de bytes requeridos para cada escaneo del archivo será:

$$(Ak \times N) + (2 \times \text{INT}(D_m/16)) + 4 + 4$$

Dónde:

- Ak : Número de canales analógicos.
- N : Número de bytes por muestra (2 para binario y 4 para binario 31 y float 32).
- D_m : Número de canales de estado.
- $\text{INT}(D_m/16)$: Número de canales de estado, dividido entre 16 y redondeado al siguiente número entero.
- $4 + 4$: Representa 4 bytes cada uno por el número de muestras y la marca de tiempo.

Una gran desventaja del archivo .DAT en formato binario es que si falta algún elemento de la estructura de datos o está dañado, la secuencia de variables se perderá y el archivo puede ser inutilizable.

**Por simplicidad, se ha ejemplificado solamente un archivo en formato ASCII, ya que la diferencia con un archivo en formato binario radica únicamente en la ausencia de comas entre cada valor en éste último formato.*

5.3.4. Archivo .INF

Archivo opcional en formato ASCII. Proporciona información extra que, además de la información requerida para la aplicación mínima del conjunto de datos, los creadores del archivo pueden desear poner a disposición de los usuarios. El formato proporciona información pública que cualquier usuario puede leer y utilizar, e información privada a la que solo pueden acceder los usuarios de un grupo o fabricante en particular.

5.3.5. Archivo único .CFF

Este archivo simplemente reúne los cuatro archivos individuales explicados anteriormente (.HDR, .CFG, .DAT e .INF) en uno solo. Cada sección es dividida con un separador (<CR/LF>). El contenido del archivo .CFF se estructura con el siguiente orden:

Paso 1. Archivo .CFG

Paso 2. Archivo .INF

Paso 3. Archivo .HDR

Paso 4. Archivo .DAT

Se indica el final del archivo .CFF mediante un marcador de final de archivo (<EOF>)

Este formato de fichero tiene varias ventajas, entre las cuales se encuentran:

- Mayor facilidad de utilización de archivos COMTRADE de gran volumen.
- Un sólo fichero que intercambiar.
- COMTRADE se convierte en un archivo estándar para registros transitorios (no solo de intercambio).

Con el fin de resumir las características de los distintos archivos explicados se muestra la siguiente tabla (*TABLA 5.1. Resumen archivos COMTRADE*):

TABLA 5.1. RESUMEN ARCHIVOS COMTRADE

Extensión	Descripción	Formato	Información proporcionada	Obligatorio / Opcional
.HDR	Cabecera	ASCII	Información adicional para el usuario	Opcional
.CFG	Configuración	ASCII	Información para interpretación de archivo .DAT	Obligatorio
.DAT	Datos	ASCII, Binary, Binary32 o Float32	Valores de los datos de entrada	Obligatorio
.INF	Información	ASCII	Información extra	Opcional
.CFF	Archivo único	ASCII, Binary, Binary32 o Float32	Agrupar los anteriores archivos	_____

6. DESARROLLO DE LA HERRAMIENTA DE SIMULACIÓN EN MATLAB

6.1. Lectura de archivo COMTRADE

Como se ha mencionado al principio de esta memoria, el objetivo del proyecto es el estudio de lo acontecido durante una falta a partir de un archivo COMTRADE, por tanto para el desarrollo del script, será necesario en primer lugar leer el archivo COMTRADE proporcionado por el usuario. Debido a que el proyecto fundamentalmente se basa en el funcionamiento específico del relé SEL-411L, el desarrollo de este apartado no es uno de los objetivos por lo que se ha tomado una función ya desarrollada y se ha trabajado sobre ella. Esta función se ha tomado de la web de intercambio de archivos de MATLAB (<https://es.mathworks.com/matlabcentral/fileexchange/>). El archivo es la versión 1.0 de "*COMTRADE reader*" desarrollado por Brian Kirby (<https://es.mathworks.com/matlabcentral/fileexchange/15619-comtrade-reader>).

6.2. Desarrollo de filtros

Retomando el *Apartado 4* sobre filtros, el relé SEL-411L necesita 2 filtros para poder analizar correctamente los datos de tensión y corriente del sistema a proteger.

6.2.1. Filtro anti-alias

Este primer filtro se ha desarrollado sobre la aplicación de MATLAB llamada "Filter Designer". Esta aplicación proporciona el diseño del filtro dependiendo del uso que se le vaya a dar a este y según las características.

El objetivo de este filtro es eliminar las frecuencias mayores de 50 Hz y los armónicos, por lo que la configuración que se ha establecido es la siguiente:

```
function Hd = PBEquiripple
%PBEQUIRIPPLE Returns a discrete-time filter object.

% MATLAB Code
% Generated by MATLAB(R) 9.3 and DSP System Toolbox 9.5.
% Generated on: 08-Mar-2018 21:51:18

% Equiripple Lowpass filter designed using the FIRPM function.

% All frequency values are in Hz.
Fs = 1000; % Sampling Frequency

Fpass = 60; % Passband Frequency
Fstop = 100; % Stopband Frequency
Dpass = 0.057501127785; % Passband Ripple
Dstop = 0.0001; % Stopband Attenuation
dens = 20; % Density Factor

% Calculate the order from the parameters using FIRPMORD.
[N, Fo, Ao, W] = firpmord([Fpass, Fstop]/(Fs/2), [1 0], [Dpass, Dstop]);

% Calculate the coefficients using the FIRPM function.
b = firpm(N, Fo, Ao, W, {dens});
Hd = dfilt.dfir(b);
```

Fig. 6.1. Script filtro Anti-Alias

Este es un filtro FIR Equiripple. Se puede ver configurada una frecuencia de paso de 60 Hz, permitiendo así un correcto paso a 50 Hz y una frecuencia de corte de 100 Hz, así como una frecuencia de muestreo de 1000 Hz.

6.2.2. Filtro coseno

Posteriormente es necesario un filtro coseno para eliminar la componente de continua que todavía queda.

Este filtro ha sido diseñado manualmente a partir de las ecuaciones fundamentales del filtro coseno. A continuación se muestra el script en MATLAB del diseño del filtro coseno:

```

function [filtrada,fasor,mod,arg,t,RS] = FiltroCoseno (Filtrada,t)

%-----Parámetros-----
f_red=50;
f_muestreo_rele=6000;
Intervalo_muestreo=1/f_muestreo_rele;
RS=(1/f_red)/Intervalo_muestreo;
X=Filtrada;

%-----Coeficientes para el filtro Coseno-----
for k=RS-1
    coscoef(k)=(1/RS)*cos(2*pi*k/RS);
end

%-----A partir del valor 16, coja el valor de 15 números antes, 16->1,17->2...
for q=RS:(length(X)-(RS-1))
    X1(q)=X(q-(RS-1));
end

for q=1:RS-1
    X1(q)=0;
end
Aux1=
clear X1;

%-----Modificamos también t
if sum(t(1:RS-2))
    for q=RS:(length(t)-(RS-1))
        t1(q)=(t-(RS-1));
    end
    for q=1:RS-1
        t1(q)=0;
    end
    t=t1;
    clear t1;
end

%Componente coseno
for q=RS:length(X)
    i=1;
    for j=(q-(RS-1)):q
        Aux1(i)=coscoef(i)*X1(j);
        i=i+1;
    end
    C_cos(q)=sum(Aux1,:);
    clear Aux
end

%Componente seno
for q=(RS+1):length(X)
    C_sin(q)=C_cos(q-1);
end

%-----Fasor-----
for q=RS:length(C_cos)
    fasor(q)=(1/sqrt(2))*(complex(C_cos(q),-C_sin(q)));
end

%-----Módulo-----
for q=RS:length(C_cos)
    mod(q)=abs(fasor(q));
end

%-----Argumento-----
for q=RS:length(C_cos)
    arg(q)=rad2deg(angle(fasor(q)));
end

%-----Argumento referencia para coseno-----
for q=RS:length(C_cos)
    arg_ref(q)=rad2deg(angle(complex(cos(2*pi*f_red*t(q)),sin(2*pi*f_red*t(q))));
end

%-----Diferencia angular-----
for q=RS:length(C_cos)
    if arg(q)-arg_ref(q)>=0
        dif_ang(q)=arg(q)-arg_ref(q)-22.5;
    else
        dif_ang(q)=arg(q)-arg_ref(q)+337.5;
    end
end

%-----Señal filtrada-----
for q=RS:length(C_cos)
    filtrada(q)=sqrt(2)*mod(q)*cos(2*pi*f_red*t(q)+deg2rad(dif_ang(q)));
end
end

```

Fig. 6.2. Script filtro coseno

6.3. Interfaz/Script MATLAB

6.3.1. Funcionamiento

El script desarrollado permite al usuario analizar los disparos en las distintas zonas de protección provocados por una falta en la línea a proteger a partir de un archivo COMTRADE. Replica el funcionamiento del relé SEL-411L, aunque simplificado, ya que muchas de las funciones que este utiliza no se han incluido en el proyecto ya que implicaría una extensión y complejidad mucho mayor. Es por tanto un código para entender el funcionamiento interno más básico de un relé con función de protección de distancia, y más concretamente el de este relé.

El script comienza llamando a la función *“read_comtrade”*, la cual pide al usuario el archivo .CFG del COMTRADE a analizar. Esta función tomará automáticamente los datos también del archivo .DAT por lo que será necesarios que este esté en la misma carpeta y tenga el mismo nombre a excepción de la extensión.

Se tomarán los valores de los devanados en Y para las tensiones y W para las corrientes ya que no se va a utilizar el método de corriente total del que dispone el relé SEL-411L, si no que únicamente se tomará el valor local.

```
% Script HERRAMIENTA DE SIMULACIÓN DEL RELÉ SEL-411L EN MATLAB
clearvars
clc

% Lectura de los archivos .CFG y .DAT del COMTRADE
read_comtrade;

% Valores a filtrar
VA=VAY; VB=VBW; VC=VCY;
IA=IAM; IB=IBW; IC=ICW;
```

Fig. 6.3. Script lectura de archivo COMTRADE

A continuación se filtran tanto las tensiones como la corrientes, primero pasando por el filtro anti-alias con frecuencia de paso de 60 Hz y frecuencia de muestreo de 1000 Hz, y posteriormente por el filtro coseno. Con las ondas de tensión y corriente ya filtradas comienza el análisis de estas. El script de las funciones de los filtros se muestran en el anexo I.

```
% Filtro paso bajo Anti-Alias, Equiripple, Fs=1000 Hz, Fc=60 Hz
Hd = PBEquiripple;

Filtrada1VA=filter(Hd,VA);
Filtrada1VB=filter(Hd,VB);
Filtrada1VC=filter(Hd,VC);
Filtrada1IA=filter(Hd,IA);
Filtrada1IB=filter(Hd,IB);
Filtrada1IC=filter(Hd,IC);

%% Filtro coseno

%---Pasamos la señal por el filtro coseno-----
%TENSIONES
[VA,fasorVA,modVA,argVA,t,~]=FiltroCoseno(Filtrada1VA,t);
[VB,fasorVB,modVB,argVB,t,~]=FiltroCoseno(Filtrada1VB,t);
[VC,fasorVC,modVC,argVC,t,~]=FiltroCoseno(Filtrada1VC,t);

%CORRIENTES
[IA,fasorIA,modIA,argIA,t,~]=FiltroCoseno(Filtrada1IA,t);
[IB,fasorIB,modIB,argIB,t,~]=FiltroCoseno(Filtrada1IB,t);
[IC,fasorIC,modIC,argIC,t,RS]=FiltroCoseno(Filtrada1IC,t);
```

Fig. 6.4. Script paso a través de filtros

Se solicitará al usuario las características de la línea, a través de valores de impedancia de secuencia directa ($Z1$), homopolar ($Z0$) y la longitud de ésta. También se da la opción de tomar los valores de la línea predefinida. Igualmente se le solicitará la corriente nominal del relé o se da la opción de escoger la predefinida. Estos valores predefinidos y los demás que se indiquen durante la explicación del script, se muestran en la *TABLA 6.2. Valores de entrada predefinidos*.

```
%% Constantes
%Operador complejo 'a'
a=exp(complex(0,(2*pi/3)));

%Linea
Q0=input('Especifique las características de la línea (pulse 0 o pulse 1 para la línea predefinida:');
if Q0==0
    Z1MAG=input('Módulo Z1=');
    Z1ANG=input('Argumento Z1(Grados)=');
    Z1=Z1MAG*(cos(deg2rad(Z1ANG))+1i*sin(deg2rad(Z1ANG)));
    Z0MAG=input('Módulo Z0=');
    Z0ANG=input('Argumento Z0(Grados)=');
    Z0=Z0MAG*(cos(deg2rad(Z0ANG))+1i*sin(deg2rad(Z0ANG)));
    LL=input('Longitud=');
elseif Q0==1
    Z1=complex(0.1989704015,2.140773407);
    Z0=complex(1.71043027,6.890894593);
    LL=34.75; %(Km)
    Z1ANG=angle(Z1);
    Z1MAG=abs(Z1);
    Z0ANG=angle(Z0);
    Z0MAG=abs(Z0);
end
clear Q0
Z1=exp(complex(0,angle(Z1)));
k0=(Z0-Z1)/(3*Z1);
k0=k0c;

IInom=input('Especifique el valor de la corriente nominal pulsando 0 o pulse 1 para el valor predefinido:');
if IInom==0
    Inom=input('Inom=');
elseif IInom==1
    Inom=5; %A
end
```

Fig. 6.5. Script solicitud de las características del sistema

Para las memorias de tensiones serán necesarios valores de pre-falta, por lo que se calculan tomando estos valores 250 ms antes del tiempo de trigger, que es el tiempo en el cual el relé detecta la falta, por lo que así nos aseguramos que estos valores tomados serán de pre-falta.

```

%% PREFALTA
% Entre el punto en el que comienza la falta y el trigger ("la detecta"),
% pasan 16 ms. Copiamos como valores de prefalta 250 ms antes del punto de trigger.
% Punto de toma de valores de prefalta
Inicio=23.2831181; %Start_line
Trigger=24.2831172; %End_line
tp2=Trigger-Inicio;
tp1=tp2-0.250;
tp=round((tp2/(tt(11)-t(10))),0);

%Tensiones
P(1,1)=VA(tp); P(2,1)=VB(tp); P(3,1)=VC(tp);
P(1,2)=P(1,1)-P(2,1); P(2,2)=P(2,1)-P(3,1); P(3,2)=P(3,1)-P(1,1);

%Corrientes
P(4,1)=IA(tp); P(5,1)=IB(tp); P(6,1)=IC(tp);
P(4,2)=P(4,1)-P(5,1); P(5,2)=P(5,1)-P(6,1); P(6,2)=P(6,1)-P(4,1);

%Fase A
%Componentes de secuencia de TENSION respecto a la fase A
VpsA=(1/3)*(1+a*a^2); %1 1 1*(P(1,1);P(2,1);P(3,1));
P(1,3)=VpsA(1);
P(1,4)=VpsA(2);
P(1,5)=VpsA(3);

%Componentes de secuencia de CORRIENTE respecto a la fase A
IpsA=(1/3)*(1+a*a^2); %1 1 1*(P(4,1);P(5,1);P(6,1));
P(4,3)=IpsA(1);
P(4,4)=IpsA(2);
P(4,5)=IpsA(3);

%Fase B
%Componentes de secuencia de TENSION respecto a la fase B
VpsB=(1/3)*(a*a^2); %a 1 1*(P(1,1);P(2,1);P(3,1));
P(2,3)=VpsB(1);
P(2,4)=VpsB(2);
P(2,5)=VpsB(3);

%Componentes de secuencia de CORRIENTE respecto a la fase B
IpsB=(1/3)*(a*a^2); %a 1 1*(P(4,1);P(5,1);P(6,1));
P(5,3)=IpsB(1);
P(5,4)=IpsB(2);
P(5,5)=IpsB(3);

%Fase C
%Componentes de secuencia de TENSION respecto a la fase C
VpsC=(1/3)*(a*a^2); %a^2 1 1*(P(1,1);P(2,1);P(3,1));
P(3,3)=VpsC(1);
P(3,4)=VpsC(2);
P(3,5)=VpsC(3);

%Componentes de secuencia de CORRIENTE respecto a la fase C
IpsC=(1/3)*(a*a^2); %a^2 1 1*(P(4,1);P(5,1);P(6,1));
P(6,3)=IpsC(1);
P(6,4)=IpsC(2);
P(6,5)=IpsC(3);

%Memoria de tensiones
Mem(1,1)=P(1,3); Mem(2,1)=P(1,3)*(a^2); Mem(3,1)=P(1,3)*a;
Mem(1,2)=Mem(1,1)-Mem(2,1);
Mem(2,2)=Mem(2,1)-Mem(3,1);
Mem(3,2)=Mem(3,1)-Mem(1,1);

```

Fig. 6.6. Script obtención de datos prefalta

Se crea una matriz **M** que contiene los valores de tensiones y corrientes ya filtrados. Esta y las matrices indicados durante la explicación del script son mostrados en el *Anexo B. Matrices del script de MATLAB*. Las matrices creadas serán tridimensionales, teniendo así una ventana de muestras por cada hoja.

```

%% FALTA

%Matriz M con tensiones y corrientes filtradas
%---VA---VAB---
%---VB---VBC---
%---VC---VCA---
%---IA---IAB---
%---IB---IBC---
%---IC---ICA---
% 1 dato por hoja (1 ms)

%Magnitudes simples
%VA
M(6,2,length(VA))=zeros;
pag=1;
for z=1:length(VA)
    M(1,1,pag)=VA(z);
    pag=pag+1;
end

%VB
pag=1;
for z=1:length(VB)
    M(2,1,pag)=VB(z);
    pag=pag+1;
end

%VC
pag=1;
for z=1:length(VC)
    M(3,1,pag)=VC(z);
    pag=pag+1;
end

%IA
pag=1;
for z=1:length(IA)
    M(4,1,pag)=IA(z);
    pag=pag+1;
end

%IB
pag=1;
for z=1:length(IB)
    M(5,1,pag)=IB(z);
    pag=pag+1;
end

%IC
pag=1;
for z=1:length(IC)
    M(6,1,pag)=IC(z);
    pag=pag+1;
end

%Magnitudes compuestas
%VAB
pag=1;
for z=1:length(VA)
    M(1,2,pag)=VA(z)-VB(z);
    pag=pag+1;
end

%VBC
pag=1;
for z=1:length(VA)
    M(2,2,pag)=VB(z)-VC(z);
    pag=pag+1;
end

%VCA
pag=1;
for z=1:length(VA)
    M(3,2,pag)=VC(z)-VA(z);
    pag=pag+1;
end

%IAB
pag=1;
for z=1:length(IA)
    M(4,2,pag)=IA(z)-IB(z);
    pag=pag+1;
end

%IBC
pag=1;
for z=1:length(IA)
    M(5,2,pag)=IB(z)-IC(z);
    pag=pag+1;
end

%ICA
pag=1;
for z=1:length(IA)
    M(6,2,pag)=IC(z)-IA(z);
    pag=pag+1;
end

```

Fig. 6.7. Script creación matriz M

Se crea la matriz **IR** que contiene la corriente residual, ya que será necesario para posteriores cálculos.

```

%Corriente residual
IR(1,1,:)=M(4,1,:)+M(5,1,:)+M(6,1,:); %3*I0

```

Fig. 6.8. Script creación matriz IR

Se crea la matriz \mathbf{S} que contiene las componentes de secuencia de tensiones y corrientes tanto simples como compuestas.

```
% Componentes de secuencia

% Fase A
%Componentes de secuencia de TENSION respecto a la fase A
S(6,6,length(M))=zeros;
for k=1:length(VA)
    VsA=(1/3)*[1 a^2;1 a^2;1 1 1]*[M(1,1,k);M(2,1,k);M(3,1,k)];
    S(1,1,k)=VsA(1);
    S(1,2,k)=VsA(2);
    S(1,3,k)=VsA(3);
end

%Componentes de secuencia de CORRIENTE respecto a la fase A
for k=1:length(IA)
    IsA=(1/3)*[1 a^2;1 a^2;1 1 1]*[M(4,1,k);M(5,1,k);M(6,1,k)];
    S(4,1,k)=IsA(1);
    S(4,2,k)=IsA(2);
    S(4,3,k)=IsA(3);
end

% Fase B
%Componentes de secuencia de TENSION respecto a la fase B
for k=1:length(VB)
    VsB=(1/3)*[a^2 1 a; a 1 a^2;1 1 1]*[M(1,1,k);M(2,1,k);M(3,1,k)];
    S(2,1,k)=VsB(1);
    S(2,2,k)=VsB(2);
    S(2,3,k)=VsB(3);
end

%Componentes de secuencia de CORRIENTE respecto a la fase B
for k=1:length(IB)
    IsB=(1/3)*[a^2 1 a; a 1 a^2;1 1 1]*[M(4,1,k);M(5,1,k);M(6,1,k)];
    S(5,1,k)=IsB(1);
    S(5,2,k)=IsB(2);
    S(5,3,k)=IsB(3);
end

% Fase C
%Componentes de secuencia de TENSION respecto a la fase C
for k=1:length(VC)
    VsC=(1/3)*[a a^2 1;a^2 1 a;1 1 1]*[M(1,1,k);M(2,1,k);M(3,1,k)];
    S(3,1,k)=VsC(1);
    S(3,2,k)=VsC(2);
    S(3,3,k)=VsC(3);
end

%Componentes de secuencia de CORRIENTE respecto a la fase C
for k=1:length(IC)
    IsC=(1/3)*[a a^2 1;a^2 1 a;1 1 1]*[M(4,1,k);M(5,1,k);M(6,1,k)];
    S(6,1,k)=IsC(1);
    S(6,2,k)=IsC(2);
    S(6,3,k)=IsC(3);
end

%Componentes de secuencia respecto fases AB
%VAB
for k=1:length(S)
    S(1,4,k)=S(1,1,k)-S(2,1,k);
    S(1,5,k)=S(1,2,k)-S(2,2,k);
    S(1,6,k)=S(1,3,k)-S(2,3,k);
end

%IAB
for k=1:length(S)
    S(4,4,k)=S(4,1,k)-S(5,1,k);
    S(4,5,k)=S(4,2,k)-S(5,2,k);
    S(4,6,k)=S(4,3,k)-S(5,3,k);
end

%Componentes de secuencia respecto las fases BC
%VBC
for k=1:length(S)
    S(2,4,k)=S(2,1,k)-S(3,1,k);
    S(2,5,k)=S(2,2,k)-S(3,2,k);
    S(2,6,k)=S(2,3,k)-S(3,3,k);
end

%IBC
for k=1:length(S)
    S(5,4,k)=S(5,1,k)-S(6,1,k);
    S(5,5,k)=S(5,2,k)-S(6,2,k);
    S(5,6,k)=S(5,3,k)-S(6,3,k);
end

%Componentes de secuencia respecto las fases CA
%VCA
for k=1:length(S)
    S(3,4,k)=S(3,1,k)-S(1,1,k);
    S(3,5,k)=S(3,2,k)-S(1,2,k);
    S(3,6,k)=S(3,3,k)-S(1,3,k);
end

%ICA
for k=1:length(S)
    S(6,4,k)=S(6,1,k)-S(4,1,k);
    S(6,5,k)=S(6,2,k)-S(4,2,k);
    S(6,6,k)=S(6,3,k)-S(4,3,k);
end
```

Fig. 6.9. Script creación matriz \mathbf{S}

La matriz \mathbf{D} proporciona las intensidades incrementales, necesarias para posteriores cálculos. La matriz \mathbf{Z} la impedancia de fuente y aparentes.

```
% Intensidades incrementales

%Magnitudes simples
D(3,2)=zeros;
for k=1:length(M)
    D(1,1,k)=M(4,1,k)-P(4,1);
    D(2,1,k)=M(5,1,k)-P(5,1);
    D(3,1,k)=M(6,1,k)-P(6,1);
end
%Alternativa(No estoy seguro que sea correcto): D(1,1,:)=M(4,1,:)-P(4,1);

%Magnitudes compuestas
for k=1:length(M)
    D(1,2,k)=M(4,2,k)-P(4,2);
    D(2,2,k)=M(5,2,k)-P(5,2);
    D(3,2,k)=M(6,2,k)-P(6,2);
end

% Impedancia fuente
Z(3,4,length(M))=zeros;
for k=1:length(M)
    Z(1,3,k)=(Mem(1,1)-S(1,1,k))./(S(4,1,k));
    Z(2,3,k)=S(1,1,k)./(S(4,1,k));
    Z(3,3,k)=(Z(2,3,k)-Z(1,3,k))./(3*Z(1,3,k));
end
```

Fig. 6.10. Script creación matrices \mathbf{D} y \mathbf{Z}

Será necesario identificar el tipo de falta, por lo que a través de la matriz **IdF** se activa FSA (falta AG o BC), FSB (falta BG o CA) o FSC (falta CG o AB).

```
%% Identificación de falta
IdF(4,1,length(M))=zeros;
for k=1:length(M)
    IdF(1,1,k)=angle(S(4,3,k)./S(4,2,k));
    if (IdF(1,1,k)>-1.0472)&&(IdF(1,1,k)<1.0472)
        IdF(2,1,k)=1;
    elseif (IdF(1,1,k)>1.0472)&&(IdF(1,1,k)<3.1416)
        IdF(3,1,k)=1;
    else
        IdF(4,1,k)=1;
    end
end
```

Fig. 6.11. Script creación matriz IdF

A continuación comenzará el cálculo de los elementos direccionales. Se pedirá al usuario que especifique los valores de los ajustes o bien tome los valores por defecto.

```
%% Elementos direccionales

%Ajustes
disp('Estos son los valores por defecto (AUTO):')
disp('50FP=0.12*Inom')
disp('50RP=0.08*Inom')
disp('a2=0.1')
disp('k2=0.2')
disp('a0=0.1')
disp('Z2F=0.5*Z1MAG')
disp('Z2R=Z2F+1/(2*Inom)')
disp('Z0F=0.5*Z0MAG')
disp('Z0R=Z0F+1/(2*Inom)')

A=input('Si quiere los valores de los ajustes por defecto (AUTO) pulse 1, en caso contrario pulse 0 y a continuación se le solicitará estos valores:');

if A==1
    a50FP=0.12*Inom;
    a50RP=0.08*Inom;
    a2=0.1;
    k2=0.2;
    a0=0.1;
    Z2F=0.5*Z1MAG;
    Z2R=Z2F+1/(2*Inom);
    Z0F=0.5*Z0MAG;
    Z0R=Z0F+1/(2*Inom);
elseif A==0
    a50FP=input('Valor ajuste de 50FP=');
    a50RP=input('Valor ajuste de 50RP=');
    a2=input('Valor ajuste de a2=');
    k2=input('Valor ajuste de k2=');
    a0=input('Valor ajuste de a0=');
    Z2F=input('Valor ajuste de Z0F=');
    Z2R=input('Valor ajuste de Z2R=');
    Z0F=input('Valor ajuste de Z0F=');
    Z0R=input('Valor ajuste de Z0R=');
else
    A=input('Si quiere los valores de los ajustes por defecto pulse 1, en caso contrario teclee 0 y a continuación se le solicitará estos valores:');
end
```

Fig. 6.12. Script solicitud ajustes elementos direccionales

Para la supervisión de los elementos direccionales tanto de tierra como de fase se crea la matriz **Sup** y para el cálculo de estos elementos, la matriz **Cal**.

```

%Elementos de tierra
%Supervisión
Sup(6,2,length(M))=zeros;
%32QG
for k=1:length(M)
    if (a2<(abs(S(4,2,k))/abs(S(4,1,k)))) && (k2<(abs(S(4,2,k))/abs(S(4,3,k))))
        Sup(1,1,k)=1;
        if a50FP<(3*abs(S(4,2,k)))
            Sup(2,1,k)=1;
        end
        if a50RP<(3*abs(S(4,2,k)))
            Sup(3,1,k)=1;
        end
    else
        Sup(1,1,k)=0;
    end
end

%32V y 32I
for k=1:length(M)
    if (a0<(abs(S(4,3,k))/abs(S(4,1,k)))) && (k2<(abs(S(4,2,k))/abs(S(4,3,k))))
        Sup(4,1,k)=1;
        if a50FP<(3*abs(S(4,3,k)))
            Sup(5,1,k)=1;
        end
        if a50RP<(3*abs(S(4,3,k)))
            Sup(6,1,k)=1;
        end
    else
        Sup(4,1,k)=0;
    end
end
end

```

Fig. 6.13. Script creación matriz Sup

```

%Cálculo
Cal(8,2,length(M))=zeros;
%32QG
for k=1:length(M)
    Cal(1,1,k)=real(S(1,2,k)*conj(S(4,2,k)*Z1ANG))/(abs(S(4,2,k)))^2;
    if Z2F<=0
        Cal(2,1,k)=0.75*Z2F-0.25*(abs(S(1,2,k))./S(4,2,k));
    else
        Cal(2,1,k)=1.25*Z2F-0.25*(abs(S(1,2,k))./S(4,2,k));
    end
    if Z2R>=0
        Cal(3,1,k)=0.75*Z2R+0.25*(abs(S(1,2,k))./S(4,2,k));
    else
        Cal(3,1,k)=1.25*Z2R+0.25*(abs(S(1,2,k))./S(4,2,k));
    end
    if Cal(2,1,k)>Cal(1,1)
        Cal(4,1,k)=1;
    elseif Cal(3,1,k)<Cal(1,1)
        Cal(4,1,k)=2;
    end
end

%32V
for k=1:length(M)
    Cal(8,1,k)=(real(3*S(1,3,k)*conj(3*S(4,3,k)*Z1ANG)))/(abs(3*S(4,3,k)))^2;
    if Z0F<=0
        Cal(5,1,k)=0.75*Z0F-0.25*(abs(S(1,3,k))./S(4,3,k));
    else
        Cal(5,1,k)=1.25*Z0F-0.25*(abs(S(1,3,k))./S(4,3,k));
    end
    if Z0R>=0
        Cal(6,1,k)=0.75*Z0R+0.25*(abs(S(1,3,k))./S(4,3,k));
    else
        Cal(6,1,k)=1.25*Z0R+0.25*(abs(S(1,3,k))./S(4,3,k));
    end
    if Cal(5,1,k)>Cal(8,1,k)
        Cal(7,1,k)=1;
    elseif Cal(6,1,k)<Cal(8,1,k)
        Cal(7,1,k)=2;
    end
end

%32I
for k=1:length(M)
    Cal(9,1,k)=abs(S(4,3,k))*abs(3*S(4,3,k))*cos(angle(S(4,3,k))-angle(3*S(4,3,k)));
    if Cal(9,1,k)>0
        Cal(10,1,k)=1;
    elseif Cal(9,1,k)<0
        Cal(10,1,k)=2;
    end
end
end

```

```

%Elementos de fase
%Supervisión
%32Q
for k=1:length(M)
    if (a2<(abs(S(4,2,k))/abs(S(4,1,k))))
        Sup(1,2,k)=1;
        if a50FP<(3*abs(S(4,2,k)))
            Sup(2,2,k)=1;
        end
        if a50RP<(3*abs(S(4,2,k)))
            Sup(3,3,k)=1;
        end
    else
        Sup(1,2,k)=0;
    end
end
%32P

%Cálculo
%32Q
for k=1:length(M)
    if Cal(2,1,k)>Cal(1,1,k)
        Cal(1,2,k)=1;
    elseif Cal(3,1,k)<Cal(1,1,k)
        Cal(1,2,k)=2;
    end
end
%32P
fprintf(1,'Indique a continuación el valor del umbral mínimo para el elemento direccional de secuencia postiva 32P (Valor típico 1[A]):')
a50ABCP=input('50ABCP=');
for k=1:length(M)
    Cal(2,2,k)=abs(3*S(1,1,k))*abs(3*S(4,1,k))*cos(angle(3*S(1,1,k))-(angle(3*S(4,1,k))+Z1ANG));
    if Cal(2,2,k)>a50ABCP && Cal(2,2,k)>0
        Cal(3,2,k)=1; %Hacia delante
    elseif Cal(2,2,k)<-a50ABCP && Cal(2,2,k)<0
        Cal(3,2,k)=2; %Hacia detrás
    end
end
end

```

Fig. 6.14. Script creación matriz Cal

Posteriormente se solicitará al usuario los valores de los ajustes de las zonas 1, 2, 3, 4 y 5 de la característica mho de tierra, o bien se da la opción de escoger los ajustes predefinidos.

```

%% Características de disparo
%Mho de tierra
%Ajustes
RR=input('Si quiere unos ajustes de la característica MHO de tierra personalizados pulse 0, en caso de elegir los predefinidos pulse 1:');
if RR==0
    fprintf(1,'Introduzca a continuación los ajustes de las zonas 1, 2, 3, 4 y 5 de la característica Mho de tierra:')
    Z1MG=input('Z1MG=');
    Z2MG=input('Z2MG=');
    Z3MG=input('Z3MG=');
    Z4MG=input('Z4MG=');
    Z5MG=input('Z5MG=');
elseif RR==1
    Z1MG=1.58;
    Z2MG=3.33;
    Z3MG=3.15;
    Z4MG=6.20;
    Z5MG=2.52;
end
clear RR
k0M=abs(k0); k0A=angle(k0);

```

Fig. 6.15. Script solicitud ajustes característica MHO de tierra

Para los cálculos de esta característica se crea la matriz ***MhoT***.

```

%Calculos
MhoT(3,6,length(M))=zeros;
Mho Fase A - Tierra
for k=1:length(M)
    MhoT(1,1,k)=(real(M(1,1,k)*conj(Mem(1,1))))/(real(z1*(M(4,1,k)+k*3*5(6,3,k)*conj(Mem(1,1)))));
    if (Z1MG-MhoT(1,1,k))>0
        MhoT(1,2,k)=1;
    end
    if (Z2MG-MhoT(1,1,k))>0
        MhoT(1,3,k)=1;
    end
    if (Z3MG-MhoT(1,1,k))>0
        MhoT(1,4,k)=1;
    end
    if (Z4MG-MhoT(1,1,k))>0
        MhoT(1,5,k)=1;
    end
    if (Z5MG-MhoT(1,1,k))>0
        MhoT(1,6,k)=1;
    end
end

Mho Fase B - Tierra
for k=1:length(M)
    MhoT(2,1,k)=(real(M(2,1,k)*conj(Mem(2,1))))/(real(z1*(M(5,1,k)+k*3*5(5,3,k)*conj(Mem(2,1)))));
    if (Z1MG-MhoT(2,1,k))>0
        MhoT(2,2,k)=1;
    end
    if (Z2MG-MhoT(2,1,k))>0
        MhoT(2,3,k)=1;
    end
    if (Z3MG-MhoT(2,1,k))>0
        MhoT(2,4,k)=1;
    end
    if (Z4MG-MhoT(2,1,k))>0
        MhoT(2,5,k)=1;
    end
    if (Z5MG-MhoT(2,1,k))>0
        MhoT(2,6,k)=1;
    end
end

Mho Fase C - Tierra
for k=1:length(M)
    MhoT(3,1,k)=(real(M(3,1,k)*conj(Mem(3,1))))/(real(z1*(M(6,1,k)+k*3*5(6,3,k)*conj(Mem(3,1)))));
    if (Z1MG-MhoT(3,1,k))>0
        MhoT(3,2,k)=1;
    end
    if (Z2MG-MhoT(3,1,k))>0
        MhoT(3,3,k)=1;
    end
    if (Z3MG-MhoT(3,1,k))>0
        MhoT(3,4,k)=1;
    end
    if (Z4MG-MhoT(3,1,k))>0
        MhoT(3,5,k)=1;
    end
    if (Z5MG-MhoT(3,1,k))>0
        MhoT(3,6,k)=1;
    end
end
end

```

Fig. 6.16. Script cálculo característica MHO de tierra

Se sigue el mismo procedimiento para las características poligonal de tierra, mho de fase y poligonal de fase, creando las matrices ***PolT***, ***MhoP*** y ***PolP*** respectivamente.

```

%Poligonal de tierra
%Ajustes
RR=input('Si quiere unos ajustes de la característica Poligonal de tierra personalizados pulse 0, en caso de elegir los predeterminados pulse 1:');
if RR==0
    fprintf(1,'Introduzca a continuación los ajustes de las zonas 1, 2, 3, 4 y 5 de la característica Poligonal de tierra:');
    RG1=input('RG1=');
    RG2=input('RG2=');
    RG3=input('RG3=');
    RG4=input('RG4=');
    RG5=input('RG5=');
    XG1=input('XG1=');
    XG2=input('XG2=');
    XG3=input('XG3=');
    XG4=input('XG4=');
    XG5=input('XG5=');
    TANG=deg2rad(input('TANG(Grados)='));
else if RR==1
    RG1=10.84;
    RG2=22.78;
    RG3=2.41;
    RG4=28.47;
    RG5=17.29;
    XG1=1.58;
    XG2=3.33;
    XG3=3.15;
    XG4=6.28;
    XG5=2.52;
    TANG=0.4;
end
clear RR

```

Fig. 6.17. Script solicitud ajustes característica Poligonal de tierra


```

%Cálculos Fase A - Tierra
%Polinomio MHO
PolT(0,6,length(M))=zeros;
%Existencia MHO
for k=1:length(M)
    PolT(1,1,k)=imag(M(1,1,k)*conj((3+5i(4,3,k)+exp(complex(0,TANG))))/imag(z1*(M(4,1,k)+k*5i(4,3,k)+conj((3+5i(4,3,k)+exp(complex(0,TANG)))));
    if (PolT(1,1,k)=0) && (XG2=PolT(1,1,k)=1)
        PolT(1,2,k)=1;
    end
    if (PolT(1,1,k)=0) && (XG2=PolT(1,1,k)=1)
        PolT(1,3,k)=1;
    end
    if (PolT(1,1,k)=0) && (XG3=PolT(1,1,k)=1)
        PolT(1,4,k)=1;
    end
    if (PolT(1,1,k)=0) && (XG4=PolT(1,1,k)=1)
        PolT(1,5,k)=1;
    end
    if (PolT(1,1,k)=0) && (XG5=PolT(1,1,k)=1)
        PolT(1,6,k)=1;
    end
end
%Existencia RAG
for k=1:length(M)
    PolT(2,1,k)=imag(M(1,1,k)*conj((M(4,1,k)+k*5i(4,3,k)+z1))/imag((3/2)+(5i(4,2,k)+5i(4,3,k)+conj((M(4,1,k)+k*5i(4,3,k)+z1))));
    if (PolT(2,1,k)=0) && (PolT(2,1,k)=0)
        PolT(2,2,k)=1;
    end
    if (PolT(2,1,k)=0) && (PolT(2,1,k)=0)
        PolT(2,3,k)=1;
    end
    if (PolT(2,1,k)=0) && (PolT(2,1,k)=0)
        PolT(2,4,k)=1;
    end
    if (PolT(2,1,k)=0) && (PolT(2,1,k)=0)
        PolT(2,5,k)=1;
    end
    if (PolT(2,1,k)=0) && (PolT(2,1,k)=0)
        PolT(2,6,k)=1;
    end
end
end

```

Fig. 6.18. Script cálculo característica MHO de tierra

**Se omite mostrar el cálculo de las fases B y C por ser el mismo proceso, por lo que no aporta valor al presente documento.*

```

% Mho de fase
% Ajustes
Rho=input('Si quiere unos ajustes de la característica MHO de fase personalizados pulse 0, en caso de elegir los predefinidos pulse 1:');
if Rho==0
    fprintf('Introduzca a continuación los ajustes de las zonas 1, 2, 3, 4 y 5 de la característica Mho de fase:');
    Z1MP=input('Z1MP=');
    Z2MP=input('Z2MP=');
    Z3MP=input('Z3MP=');
    Z4MP=input('Z4MP=');
    Z5MP=input('Z5MP=');
else if Rho==1
    Z1MP=1.58;
    Z2MP=3.33;
    Z3MP=3.15;
    Z4MP=6.28;
    Z5MP=2.52;
end
clear RR
% Cálculos
% Mho Fase A - Fase B
MhoP(3,6,length(M))=zeros;
for k=1:length(M)
    MhoP(1,1,k)=real(M(1,2,k)*conj(Mem(1,2)))/real(z1*(M(4,2,k)+conj(Mem(1,2))));
    if (Z1MP-MhoP(1,1,k)=0) && (MhoP(1,1,k)=0)
        MhoP(1,2,k)=1;
    end
    if (Z2MP-MhoP(1,1,k)=0) && (MhoP(1,1,k)=0)
        MhoP(1,3,k)=1;
    end
    if (Z3MP-MhoP(1,1,k)=0) && (MhoP(1,1,k)=0)
        MhoP(1,4,k)=1;
    end
    if (Z4MP-MhoP(1,1,k)=0) && (MhoP(1,1,k)=0)
        MhoP(1,5,k)=1;
    end
    if (Z5MP-MhoP(1,1,k)=0) && (MhoP(1,1,k)=0)
        MhoP(1,6,k)=1;
    end
end
end

```

Fig. 6.19. Script solicitud ajustes y cálculo característica MHO de fase

**Omitido el desarrollo de los cálculos de Fase B-Fase C y Fase C-Fase A por el mismo motivo mencionado anteriormente.*

<pre> %Poligonal de fase %ajustes RP=input('Si quiere unos ajustes de la característica Poligonal de fase personalizados pulse 0, en caso de elegir los predefinidos pulse 1'); if RP==0 fprintf(1,'Introduzca a continuación los ajustes de las zonas 1, 2, 3, 4 y 5 de la característica Poligonal de fase:'); RP1=input('RP1='); RP2=input('RP2='); RP3=input('RP3='); RP4=input('RP4='); RP5=input('RP5='); XP1=input('XP1='); XP2=input('XP2='); XP3=input('XP3='); XP4=input('XP4='); XP5=input('XP5='); TANGP=deg2rad(input('TANGP(Grados)=')); else if RP==1 RP1=10.84; RP2=22.78; RP3=2.01; RP4=28.47; RP5=17.25; XP1=1.58; XP2=3.33; XP3=3.15; XP4=6.28; XP5=2.52; TANGP=0.0; end clear RP R(1,1)=RP1; R(2,1)=RP2; R(3,1)=RP3; RP1z=1+im(R); </pre>	
--	--

Fig. 6.20. Script solicitud ajustes característica Poligonal de fase

<pre> %Calculos %Poligonal Fase A - Fase B PolIP(27,6,length(M))=zeros; for k=1:length(M) PolIP(1,k)=RP1+(0.25+0.75*abs((3+5(4,2,k))/(3+5(4,2,k))))); PolIP(2,k)=RP2+(0.25+0.75*abs((3+5(4,2,k))/(3+5(4,2,k))))); PolIP(3,k)=RP3+(0.25+0.75*abs((3+5(4,2,k))/(3+5(4,2,k))))); if Cal(1,2,k)==1 PolIP(4,2,k)=1; end if (abs(D(1,1,k))>0.25) && (abs(D(2,1,k))>0.25) PolIP(4,3,k)=1; end if (abs(D(3,1,k))>0.4*abs(D(1,1,k))) && (abs(D(3,1,k))>0.4*abs(D(2,1,k))) PolIP(4,4,k)=1; end if (PolIP(4,2,k)==1) && (PolIP(4,3,k)==1) && (PolIP(4,4,k)==1) PolIP(4,1,k)=1; else PolIP(4,1,k)=0; end if Cal(1,2,k)==1 PolIP(5,1,k)=1+5(5,2,k)*exp(complex(0,TANGP)); else PolIP(5,1,k)=M(4,2,k); end %XAB PolIP(6,1,k)=imag(M(1,2,k)*conj(PolIP(5,1,k)))/imag(M(4,2,k)*exp(complex(0,ZIANG)))+conj(PolIP(5,1,k)); if (XP1-abs(PolIP(6,1,k)))>0 && (PolIP(6,1,k)>0) PolIP(6,2,k)=1; end if (XP2-abs(PolIP(6,1,k)))>0 && (PolIP(6,1,k)>0) PolIP(6,3,k)=1; end if (XP3-abs(PolIP(6,1,k)))>0 && (PolIP(6,1,k)>0) PolIP(6,4,k)=1; end if (XP4-abs(PolIP(6,1,k)))>0 && (PolIP(6,1,k)>0) PolIP(6,5,k)=1; end if (XP5-abs(PolIP(6,1,k)))>0 && (PolIP(6,1,k)>0) PolIP(6,6,k)=1; end %RAB1z PolIP(7,1,k)=real(M(1,2,k)*conj(M(4,2,k)))/real(M(4,2,k)*conj(M(4,2,k))); if PolIP(7,1,k)-RP1z>0 PolIP(7,2,k)=1; end %RABder1 PolIP(8,1,k)=imag(M(1,2,k)*conj(5(4,4,k)*exp(complex(0,ZIANG))))/imag(M(4,2,k)*conj(5(4,4,k)*exp(complex(0,ZIANG)))); if PolIP(1,1,k)-PolIP(8,1,k)>0 PolIP(8,2,k)=1; end if PolIP(2,1,k)-PolIP(8,1,k)>0 PolIP(8,3,k)=1; end if PolIP(3,1,k)-PolIP(8,1,k)>0 PolIP(8,4,k)=1; end if PolIP(4,1,k)-PolIP(8,1,k)>0 PolIP(8,5,k)=1; end if PolIP(5,1,k)-PolIP(8,1,k)>0 PolIP(8,6,k)=1; end end </pre>	
<pre> end %RABder2 PolIP(9,1,k)=imag(M(1,2,k)*conj(3+5(4,5,k)*exp(complex(0,ZIANG)))/imag(M(4,2,k)*conj(3+5(4,5,k)*exp(complex(0,ZIANG)))); if RP1-PolIP(9,1,k)>0 PolIP(9,2,k)=1; end if RP2-PolIP(9,1,k)>0 PolIP(9,3,k)=1; end if RP3-PolIP(9,1,k)>0 PolIP(9,4,k)=1; end if RP4-PolIP(9,1,k)>0 PolIP(9,5,k)=1; end if RP5-PolIP(9,1,k)>0 PolIP(9,6,k)=1; end if (PolIP(8,2,k)==1) && (PolIP(9,2,k)==1) PolIP(10,2,k)=1; end if (PolIP(8,3,k)==1) && (PolIP(9,3,k)==1) PolIP(10,3,k)=1; end if (PolIP(8,4,k)==1) && (PolIP(9,4,k)==1) PolIP(10,4,k)=1; end if (PolIP(8,5,k)==1) && (PolIP(9,5,k)==1) PolIP(10,5,k)=1; end if (PolIP(8,6,k)==1) && (PolIP(9,6,k)==1) PolIP(10,6,k)=1; end %Isotopos en zonas 1, 2, 3, 4 y 5 if Cal(1,2,k)==1 && (PolIP(6,2,k)==1) && (PolIP(7,2,k)==1) && (PolIP(10,2,k)==1) && (PolIP(4,1,k)==1) PolIP(11,2,k)=1; end if Cal(1,2,k)==1 && (PolIP(6,3,k)==1) && (PolIP(7,2,k)==1) && (PolIP(10,3,k)==1) && (PolIP(4,1,k)==1) PolIP(11,3,k)=1; end if Cal(1,2,k)==1 && (PolIP(6,4,k)==1) && (PolIP(7,2,k)==1) && (PolIP(10,4,k)==1) && (PolIP(4,1,k)==1) PolIP(11,4,k)=1; end if Cal(1,2,k)==1 && (PolIP(6,5,k)==1) && (PolIP(7,2,k)==1) && (PolIP(10,5,k)==1) && (PolIP(4,1,k)==1) PolIP(11,5,k)=1; end if Cal(1,2,k)==1 && (PolIP(6,6,k)==1) && (PolIP(7,2,k)==1) && (PolIP(10,6,k)==1) && (PolIP(4,1,k)==1) PolIP(11,6,k)=1; end </pre>	

Fig. 6.21. Script cálculo Poligonal de fase

* Al igual que en los casos anteriores, sólo se muestra la secuencia para Fase A-Fase

B.

Se crea a continuación una matriz que muestra los valores activados para los distintos elementos direccionales así como para las distintas características de disparo. Esta matriz es **Act**.

```

%% Activación de elementos direccionales y disparos en zonas 1, 2, 3, 4 y 5.
%Identificación de fallos
Act(20,1,length(M))=zeros;
for k=1:length(M)
    if IdF(2,1,k)==1
        Act(1,1,k)=1;
    elseif IdF(3,1,k)==1
        Act(2,1,k)=1;
    elseif IdF(4,1,k)==1
        Act(3,1,k)=1;
    end
end

%Elementos direccionales tierra
%Supervisión
%320G
for k=1:length(M)
    if Sup(2,1,k)==1
        Act(4,1,k)=1;
    end
    if Sup(3,1,k)==1
        Act(5,1,k)=1;
    end
    if (Sup(2,1,k)==0) && (Sup(2,1,k)==0)
        Act(6,1,k)=1;
    end
end

%32V y 32I
for k=1:length(M)
    if Sup(5,1,k)==1
        Act(7,1,k)=1;
    end
    if Sup(6,1,k)==1
        Act(8,1,k)=1;
    end
    if (Sup(5,1,k)==0) && (Sup(6,1,k)==0)
        Act(9,1,k)=1;
    end
end

%Cálculo
%320G
for k=1:length(M)
    if (Cal(4,1,k)==1) && (Sup(5,1,k)==1)
        Act(10,1,k)=1;
    end
    if (Cal(4,1,k)==2) && (Sup(6,1,k)==1)
        Act(11,1,k)=1;
    end
    if (Act(10,1,k)==0) && (Act(11,1,k)==0)
        Act(12,1,k)=1;
    end
end

%32V
for k=1:length(M)
    if (Cal(7,1,k)==1) && (Sup(5,1,k)==1)
        Act(13,1,k)=1;
    end
    if (Cal(7,1,k)==2) && (Sup(6,1,k)==1)
        Act(14,1,k)=1;
    end
    if (Act(13,1,k)==0) && (Act(14,1,k)==0)
        Act(15,1,k)=1;
    end
end

%Elementos direccionales tierra
%Supervisión
%32Q
for k=1:length(M)
    if (Sup(2,2,k)==1)
        Act(16,1,k)=1;
    end
    if (Sup(3,2,k)==1)
        Act(17,1,k)=1;
    end
    if (Sup(2,2,k)==0) && (Sup(3,2,k)==0)
        Act(18,1,k)=1;
    end
end

%Supervisión
%32Q
for k=1:length(M)
    if (Cal(1,2,k)==1) && (Sup(2,2,k)==1)
        Act(19,1,k)=1;
    end
    if (Cal(1,2,k)==2) && (Sup(2,2,k)==1)
        Act(20,1,k)=1;
    end
    if (Act(19,1,k)==0) && (Act(20,1,k)==0)
        Act(21,1,k)=1;
    end
end

%Mbo de tierra
for k=1:length(M)
    Act(1,2,k)=MboT(1,2,k);
    Act(1,3,k)=MboT(1,3,k);
    Act(1,4,k)=MboT(1,4,k);

    Act(2,2,k)=MboT(2,2,k);
    Act(2,3,k)=MboT(2,3,k);
    Act(2,4,k)=MboT(2,4,k);

    Act(3,2,k)=MboT(3,2,k);
    Act(3,3,k)=MboT(3,3,k);
    Act(3,4,k)=MboT(3,4,k);
end

%Poligonal tierra
for k=1:length(M)
    if (PolT(1,2,k)==1) && (PolT(2,2,k)==1)
        Act(4,2,k)=1;
    end
    if (PolT(1,3,k)==1) && (PolT(2,3,k)==1)
        Act(4,3,k)=1;
    end
    if (PolT(1,4,k)==1) && (PolT(2,4,k)==1)
        Act(4,4,k)=1;
    end
    if (PolT(1,5,k)==1) && (PolT(2,5,k)==1)
        Act(4,5,k)=1;
    end
    if (PolT(1,6,k)==1) && (PolT(2,6,k)==1)
        Act(4,6,k)=1;
    end
    if (PolT(3,2,k)==1) && (PolT(4,2,k)==1)
        Act(5,2,k)=1;
    end
    if (PolT(3,3,k)==1) && (PolT(4,3,k)==1)
        Act(5,3,k)=1;
    end
    if (PolT(3,4,k)==1) && (PolT(4,4,k)==1)
        Act(5,4,k)=1;
    end
    if (PolT(3,5,k)==1) && (PolT(4,5,k)==1)
        Act(5,5,k)=1;
    end
    if (PolT(3,6,k)==1) && (PolT(4,6,k)==1)
        Act(5,6,k)=1;
    end
    if (PolT(5,2,k)==1) && (PolT(6,2,k)==1)
        Act(6,2,k)=1;
    end
    if (PolT(5,3,k)==1) && (PolT(6,3,k)==1)
        Act(6,3,k)=1;
    end
    if (PolT(5,4,k)==1) && (PolT(6,4,k)==1)
        Act(6,4,k)=1;
    end
    if (PolT(5,5,k)==1) && (PolT(6,5,k)==1)
        Act(6,5,k)=1;
    end
    if (PolT(5,6,k)==1) && (PolT(6,6,k)==1)
        Act(6,6,k)=1;
    end
end

%Mbo fase
for k=1:length(M)
    Act(7,2,k)=MboP(1,2,k);
    Act(7,3,k)=MboP(1,3,k);
    Act(7,4,k)=MboP(1,4,k);
    Act(7,5,k)=MboP(1,5,k);
    Act(7,6,k)=MboP(1,6,k);

    Act(8,2,k)=MboP(2,2,k);
    Act(8,3,k)=MboP(2,3,k);
    Act(8,4,k)=MboP(2,4,k);
    Act(8,5,k)=MboP(2,5,k);
    Act(8,6,k)=MboP(2,6,k);

    Act(9,2,k)=MboP(3,2,k);
    Act(9,3,k)=MboP(3,3,k);
    Act(9,4,k)=MboP(3,4,k);
    Act(9,5,k)=MboP(3,5,k);
    Act(9,6,k)=MboP(3,6,k);
end

%Poligonal fase
for k=1:length(M)
    Act(10,2,k)=PolP(11,2,k);
    Act(10,3,k)=PolP(11,3,k);
    Act(10,4,k)=PolP(11,4,k);
    Act(10,5,k)=PolP(11,5,k);
    Act(10,6,k)=PolP(11,6,k);

    Act(11,2,k)=PolP(19,2,k);
    Act(11,3,k)=PolP(19,3,k);
    Act(11,4,k)=PolP(19,4,k);
    Act(11,5,k)=PolP(19,5,k);
    Act(11,6,k)=PolP(19,6,k);

    Act(12,2,k)=PolP(27,2,k);
    Act(12,3,k)=PolP(27,3,k);
    Act(12,4,k)=PolP(27,4,k);
    Act(12,5,k)=PolP(27,5,k);
    Act(12,6,k)=PolP(27,6,k);
end

```

Fig. 6.22. Script creación matriz Act

Como se ha comentado en el apartado 3.3.2. *Función de protección de distancia del relé SEL-411L*, el relé SEL-421L utiliza el sistema "Best Choice Ground Directional

Element[®]” para determinar qué elemento direccional de tierra toma entre los que están disponibles, es decir, o bien el 32Q, el 32V o el 32I. Para la implementación de esta función se ha creado la matriz **BCh**.

<pre> % BCh: Choose Ground Directional element fprintf('Determina las posiciones de los elementos de tierra (indicar para cada elemento la posición 1, 2 o 3):') a=input('12Q: '); b=input('12V: '); c=input('12I: '); BCh=zeros(3,2); for k=1:length(a) % hacia delante if a==1 && Act(18,1,k)==1 BCh(1,1,k)=1; elseif a==1 && Act(18,1,k)==0 BCh(1,1,k)=0; elseif a==1 && Act(13,1,k)==1 BCh(2,1,k)=1; elseif a==1 && Act(13,1,k)==0 BCh(2,1,k)=0; elseif a==1 && Act(19,1,k)==1 BCh(3,1,k)=1; elseif a==1 && Act(19,1,k)==0 BCh(3,1,k)=0; else fprintf('Ninguna de las condiciones se cumple') end % hacia el centro if c==2 && Cal(9,1,k)==0 BCh(1,1,k)=1; elseif c==2 && Cal(9,1,k)==0 BCh(1,1,k)=0; elseif c==2 && Cal(13,1,k)==1 BCh(2,1,k)=1; elseif c==2 && Act(13,1,k)==0 BCh(2,1,k)=0; elseif c==2 && Act(13,1,k)==1 BCh(2,1,k)=1; elseif c==2 && Act(13,1,k)==0 BCh(2,1,k)=0; else fprintf('Ninguna de las condiciones se cumple') end % hacia atrás if a==1 && Act(13,1,k)==1 BCh(2,1,k)=1; elseif b==1 && Act(13,1,k)==0 BCh(2,1,k)=0; elseif b==1 && Act(13,1,k)==1 BCh(2,1,k)=1; elseif a==2 && Act(18,1,k)==0 BCh(1,1,k)=1; elseif a==2 && Act(18,1,k)==0 BCh(1,1,k)=0; elseif c==3 && Cal(9,1,k)=0 BCh(3,1,k)=1; elseif c==3 && Cal(9,1,k)=0 BCh(3,1,k)=0; else fprintf('Ninguna de las condiciones se cumple') end % hacia el centro if c==2 && Cal(9,1,k)=0 BCh(1,1,k)=1; elseif c==2 && Cal(9,1,k)=0 BCh(1,1,k)=0; elseif c==2 && Cal(9,1,k)=0 BCh(1,1,k)=0; elseif c==2 && Cal(9,1,k)=0 BCh(1,1,k)=0; elseif c==2 && Cal(9,1,k)=0 BCh(1,1,k)=0; elseif c==2 && Cal(9,1,k)=0 BCh(1,1,k)=0; elseif c==2 && Cal(9,1,k)=0 BCh(1,1,k)=0; else fprintf('Ninguna de las condiciones se cumple') end end end </pre>	
<pre> elseif c==1 && Cal(9,1,k)=0 BCh(3,1,k)=1; elseif c==1 && Cal(9,1,k)=0 BCh(3,1,k)=0; elseif a==2 && Act(18,1,k)=1 BCh(1,1,k)=1; elseif a==2 && Act(18,1,k)=0 BCh(1,1,k)=0; elseif b==2 && Act(13,1,k)=1 BCh(2,1,k)=1; elseif b==2 && Act(13,1,k)=0 BCh(2,1,k)=0; elseif a==3 && Act(18,1,k)=0 BCh(1,1,k)=1; elseif a==3 && Act(18,1,k)=0 BCh(1,1,k)=0; elseif c==3 && Cal(9,1,k)=0 BCh(3,1,k)=1; elseif c==3 && Cal(9,1,k)=0 BCh(3,1,k)=0; else fprintf('Ninguna de las condiciones se cumple') end end % hacia delante if a==1 && Act(18,1,k)=1 BCh(1,1,k)=1; elseif a==1 && Act(18,1,k)=0 BCh(1,1,k)=0; elseif b==2 && Act(13,1,k)=1 BCh(2,1,k)=1; elseif b==2 && Act(13,1,k)=0 BCh(2,1,k)=0; elseif c==3 && Cal(9,1,k)=0 BCh(3,1,k)=1; elseif c==3 && Cal(9,1,k)=0 BCh(3,1,k)=0; else fprintf('Ninguna de las condiciones se cumple') end end % hacia el centro if c==2 && Cal(9,1,k)=0 BCh(1,1,k)=1; elseif c==2 && Cal(9,1,k)=0 BCh(1,1,k)=0; elseif c==2 && Cal(9,1,k)=0 BCh(1,1,k)=0; elseif c==2 && Cal(9,1,k)=0 BCh(1,1,k)=0; elseif c==2 && Cal(9,1,k)=0 BCh(1,1,k)=0; elseif c==2 && Cal(9,1,k)=0 BCh(1,1,k)=0; elseif c==2 && Cal(9,1,k)=0 BCh(1,1,k)=0; else fprintf('Ninguna de las condiciones se cumple') end end % hacia atrás if a==1 && Act(13,1,k)=1 BCh(2,1,k)=1; elseif b==1 && Act(13,1,k)=0 BCh(2,1,k)=0; elseif b==1 && Act(13,1,k)=1 BCh(2,1,k)=1; elseif a==2 && Act(18,1,k)=0 BCh(1,1,k)=1; elseif a==2 && Act(18,1,k)=0 BCh(1,1,k)=0; elseif c==3 && Cal(9,1,k)=0 BCh(3,1,k)=1; elseif c==3 && Cal(9,1,k)=0 BCh(3,1,k)=0; else fprintf('Ninguna de las condiciones se cumple') end end </pre>	

```

elseif c==2 && Cx(19,1,k)==0
    BCh1,1,k=2;
elseif c==2 && Cx(19,1,k)==0
    BCh1,1,k=0;
    if a==3 && Act(11,1,k)==1
        BCh1,1,k=2;
    elseif a==3 && Act(11,1,k)==0
        BCh1,1,k=0;
        fprintf('ninguna de las condiciones se cumple')
    end
end
elseif c==1 && Cx(19,1,k)==0
    BCh1,1,k=2;
elseif c==1 && Cx(19,1,k)==0
    BCh1,1,k=0;
    if a==2 && Act(11,1,k)==1
        BCh1,1,k=2;
    elseif a==2 && Act(11,1,k)==0
        BCh1,1,k=0;
        if b==3 && Act(14,1,k)==1
            BCh1,1,k=2;
        elseif b==3 && Act(14,1,k)==0
            BCh1,1,k=0;
            fprintf('ninguna de las condiciones se cumple')
        end
    elseif b==2 && Act(14,1,k)==1
        BCh1,1,k=2;
    elseif b==2 && Act(14,1,k)==0
        BCh1,1,k=0;
        if a==3 && Act(11,1,k)==1
            BCh1,1,k=2;
        elseif a==3 && Act(11,1,k)==0
            BCh1,1,k=0;
            fprintf('ninguna de las condiciones se cumple')
        end
    end
end
if BCh1,1,k==1
    BCh1,2,k=1;
elseif BCh1,1,k==1
    BCh1,2,k=1;
elseif BCh1,1,k==1
    BCh1,2,k=1;
end
end
end
end

```

Fig. 6.23. Script función “Best Choice Ground Directional Element®”

Por último, la matriz **Disp** muestra las zonas de cada característica que ha disparado y en qué instante.

```
%% Disparos
Disp(12,3)=zeros;
for k=1:length(R)
    %MHO tierra
    Disp(1,1,k)=Act(1,1,k)*Act(1,2,k)*BCh(1,2,k);%DMHOA1
    Disp(1,2,k)=Act(1,1,k)*Act(1,3,k)*BCh(1,2,k);%DMHOA2
    Disp(1,3,k)=Act(1,1,k)*Act(1,4,k)*BCh(1,2,k);%DMHOA3
    Disp(1,4,k)=Act(1,1,k)*Act(1,5,k)*BCh(1,2,k);%DMHOA4
    Disp(1,5,k)=Act(1,1,k)*Act(1,6,k)*BCh(1,2,k);%DMHOA5
    Disp(2,1,k)=Act(2,1,k)*Act(2,2,k)*BCh(1,2,k);%DMHOB1
    Disp(2,2,k)=Act(2,1,k)*Act(2,3,k)*BCh(1,2,k);%DMHOB2
    Disp(2,3,k)=Act(2,1,k)*Act(2,4,k)*BCh(1,2,k);%DMHOB3
    Disp(2,4,k)=Act(2,1,k)*Act(2,5,k)*BCh(1,2,k);%DMHOB3
    Disp(2,5,k)=Act(2,1,k)*Act(2,6,k)*BCh(1,2,k);%DMHOB3
    Disp(3,1,k)=Act(3,1,k)*Act(3,2,k)*BCh(1,2,k);%DMHOC1
    Disp(3,2,k)=Act(3,1,k)*Act(3,3,k)*BCh(1,2,k);%DMHOC2
    Disp(3,3,k)=Act(3,1,k)*Act(3,4,k)*BCh(1,2,k);%DMHOC3
    Disp(3,4,k)=Act(3,1,k)*Act(3,5,k)*BCh(1,2,k);%DMHOC4
    Disp(3,5,k)=Act(3,1,k)*Act(3,6,k)*BCh(1,2,k);%DMHOC5

    %MHO fase
    Disp(4,1,k)=Act(3,1,k)*Act(7,2,k)*(Act(19,1,k)|Cal(3,2,k));%DMHOAB1
    Disp(4,2,k)=Act(3,1,k)*Act(7,3,k)*(Act(19,1,k)|Cal(3,2,k));%DMHOAB2
    Disp(4,3,k)=Act(3,1,k)*Act(7,4,k)*(Act(19,1,k)|Cal(3,2,k));%DMHOAB3
    Disp(4,4,k)=Act(3,1,k)*Act(7,5,k)*(Act(19,1,k)|Cal(3,2,k));%DMHOAB4
    Disp(4,5,k)=Act(3,1,k)*Act(7,6,k)*(Act(19,1,k)|Cal(3,2,k));%DMHOAB5
    Disp(5,1,k)=Act(1,1,k)*Act(8,2,k)*(Act(19,1,k)|Cal(3,2,k));%DMHOB1C
    Disp(5,2,k)=Act(1,1,k)*Act(8,3,k)*(Act(19,1,k)|Cal(3,2,k));%DMHOB1C
    Disp(5,3,k)=Act(1,1,k)*Act(8,4,k)*(Act(19,1,k)|Cal(3,2,k));%DMHOB1C
    Disp(5,4,k)=Act(1,1,k)*Act(8,5,k)*(Act(19,1,k)|Cal(3,2,k));%DMHOB1C
    Disp(5,5,k)=Act(1,1,k)*Act(8,6,k)*(Act(19,1,k)|Cal(3,2,k));%DMHOB1C
    Disp(6,1,k)=Act(2,1,k)*Act(9,2,k)*(Act(19,1,k)|Cal(3,2,k));%DMHOC1A
    Disp(6,2,k)=Act(2,1,k)*Act(9,3,k)*(Act(19,1,k)|Cal(3,2,k));%DMHOC1A
    Disp(6,3,k)=Act(2,1,k)*Act(9,4,k)*(Act(19,1,k)|Cal(3,2,k));%DMHOC1A
    Disp(6,4,k)=Act(2,1,k)*Act(9,5,k)*(Act(19,1,k)|Cal(3,2,k));%DMHOC1A
    Disp(6,5,k)=Act(2,1,k)*Act(9,6,k)*(Act(19,1,k)|Cal(3,2,k));%DMHOC1A

    %POLIGONAL tierra
    Disp(7,1,k)=Act(1,1,k)*Act(4,2,k)*BCh(1,2,k);%NDPOLA1
    Disp(7,2,k)=Act(1,1,k)*Act(4,3,k)*BCh(1,2,k);%NDPOLA2
    Disp(7,3,k)=Act(1,1,k)*Act(4,4,k)*BCh(1,2,k);%NDPOLA3
    Disp(7,4,k)=Act(1,1,k)*Act(4,5,k)*BCh(1,2,k);%NDPOLA4
    Disp(7,5,k)=Act(1,1,k)*Act(4,6,k)*BCh(1,2,k);%NDPOLA5
    Disp(8,1,k)=Act(2,1,k)*Act(5,2,k)*BCh(1,2,k);%NDPOLB1
    Disp(8,2,k)=Act(2,1,k)*Act(5,3,k)*BCh(1,2,k);%NDPOLB2
    Disp(8,3,k)=Act(2,1,k)*Act(5,4,k)*BCh(1,2,k);%NDPOLB3
    Disp(8,4,k)=Act(2,1,k)*Act(5,5,k)*BCh(1,2,k);%NDPOLB4
    Disp(8,5,k)=Act(2,1,k)*Act(5,6,k)*BCh(1,2,k);%NDPOLB5
    Disp(9,1,k)=Act(3,1,k)*Act(6,2,k)*BCh(1,2,k);%NDPOLC1
    Disp(9,2,k)=Act(3,1,k)*Act(6,3,k)*BCh(1,2,k);%NDPOLC2
    Disp(9,3,k)=Act(3,1,k)*Act(6,4,k)*BCh(1,2,k);%NDPOLC3
    Disp(9,4,k)=Act(3,1,k)*Act(6,5,k)*BCh(1,2,k);%NDPOLC4
    Disp(9,5,k)=Act(3,1,k)*Act(6,6,k)*BCh(1,2,k);%NDPOLC5

    %POLIGONAL fase
    Disp(10,1,k)=Act(3,1,k)*Act(10,2,k)*(Act(19,1,k)|Cal(3,2,k));%NDPOLAB1
    Disp(10,2,k)=Act(3,1,k)*Act(10,3,k)*(Act(19,1,k)|Cal(3,2,k));%NDPOLAB2
    Disp(10,3,k)=Act(3,1,k)*Act(10,4,k)*(Act(19,1,k)|Cal(3,2,k));%NDPOLAB3
    Disp(10,4,k)=Act(3,1,k)*Act(10,5,k)*(Act(19,1,k)|Cal(3,2,k));%NDPOLAB4
    Disp(10,5,k)=Act(3,1,k)*Act(10,6,k)*(Act(19,1,k)|Cal(3,2,k));%NDPOLAB5
    Disp(11,1,k)=Act(1,1,k)*Act(11,2,k)*(Act(19,1,k)|Cal(3,2,k));%NDPOLBC1
    Disp(11,2,k)=Act(1,1,k)*Act(11,3,k)*(Act(19,1,k)|Cal(3,2,k));%NDPOLBC2
    Disp(11,3,k)=Act(1,1,k)*Act(11,4,k)*(Act(19,1,k)|Cal(3,2,k));%NDPOLBC3
    Disp(11,4,k)=Act(1,1,k)*Act(11,5,k)*(Act(19,1,k)|Cal(3,2,k));%NDPOLBC4
    Disp(11,5,k)=Act(1,1,k)*Act(11,6,k)*(Act(19,1,k)|Cal(3,2,k));%NDPOLBC5
    Disp(12,1,k)=Act(2,1,k)*Act(12,2,k)*(Act(19,1,k)|Cal(3,2,k));%NDPOLCA1
    Disp(12,2,k)=Act(2,1,k)*Act(12,3,k)*(Act(19,1,k)|Cal(3,2,k));%NDPOLCA2
    Disp(12,3,k)=Act(2,1,k)*Act(12,4,k)*(Act(19,1,k)|Cal(3,2,k));%NDPOLCA3
    Disp(12,4,k)=Act(2,1,k)*Act(12,5,k)*(Act(19,1,k)|Cal(3,2,k));%NDPOLCA4
    Disp(12,5,k)=Act(2,1,k)*Act(12,6,k)*(Act(19,1,k)|Cal(3,2,k));%NDPOLCA5
end
```

Fig. 6.24. Script creación matriz Disp

En las siguientes tablas (*TABLA 6.1. Valores de entrada*) se muestran las descripciones de los elementos y variables de entrada que el usuario debe introducir. Asimismo, en la *TABLA 6.2. Valores de entrada predefinidos* se encuentran los valores en caso de que el usuario opte por los valores predefinidos.

TABLA 6.1. VALORES DE ENTRADA

Descripción	
Archivo COMTRADE	Archivos .CFG y .DAT

Z1MAG	Módulo de la impedancia de secuencia directa de la línea
Z1ANG	Argumento de la impedancia de secuencia directa de la línea
Z0MAG	Módulo de la impedancia de secuencia homopolar de la línea
Z0ANG	Argumento de la impedancia de secuencia homopolar de la línea
Inom	Corriente nominal
50FP	Umbral para el detector de nivel de corriente que permite decisiones hacia adelante tanto para los elementos direccionales polarizados por tensión de secuencia inversa como tensión de secuencia homopolar
50RP	Umbral para el detector de nivel de corriente que permite decisiones hacia atrás para los elementos direccionales polarizados tanto por tensión de secuencia inversa como por tensión de secuencia homopolar
a2	Factor de restricción de corriente de secuencia directa. Compensa el alto desequilibrio de los sistemas
k2	Factor de restricción de corriente de secuencia homopolar. Al igual que el factor a2, funciona como compensador para los sistemas altamente desequilibrados
a0	Factor de restricción de corriente de secuencia inversa. Permite habilitar el elemento direccional polarizado por tensión de secuencia homopolar
Z2F	Umbral hacia adelante para el elemento direccional polarizado por tensión de secuencia inversa
Z2R	Umbral hacia atrás para el elemento direccional polarizado por tensión de secuencia inversa
Z0F	Umbral hacia adelante para el elemento direccional polarizado por tensión de secuencia homopolar

Z0R	Umbral hacia atrás para el elemento direccional polarizado por tensión de secuencia homopolar
50ABCP	Detector de nivel de corriente de secuencia positiva
Z1MG	Alcance de la zona 1 de la característica MHO de tierra
Z2MG	Alcance de la zona 2 de la característica MHO de tierra
Z3MG	Alcance de la zona 3 de la característica MHO de tierra
Z4MG	Alcance de la zona 4 de la característica MHO de tierra
Z5MG	Alcance de la zona 5 de la característica MHO de tierra
RG1	Alcance resistivo de la zona 1 de la característica poligonal de tierra
RG2	Alcance resistivo de la zona 2 de la característica poligonal de tierra
RG3	Alcance resistivo de la zona 3 de la característica poligonal de tierra
RG4	Alcance resistivo de la zona 4 de la característica poligonal de tierra
RG5	Alcance resistivo de la zona 5 de la característica poligonal de tierra
XG1	Alcance reactivo de la zona 1 de la característica poligonal de tierra
XG2	Alcance reactivo de la zona 2 de la característica poligonal de tierra
XG3	Alcance reactivo de la zona 3 de la característica poligonal de tierra
XG4	Alcance reactivo de la zona 4 de la característica poligonal de tierra
XG5	Alcance reactivo de la zona 5 de la característica poligonal de tierra
TANG	Ajuste del ángulo de inclinación del límite reactivo de la característica poligonal de tierra
Z1MP	Alcance de la zona 1 de la característica MHO de fase
Z2MP	Alcance de la zona 2 de la característica MHO de fase
Z3MP	Alcance de la zona 3 de la característica MHO de fase
Z4MP	Alcance de la zona 4 de la característica MHO de fase
Z5MP	Alcance de la zona 5 de la característica MHO de fase
RP1	Alcance resistivo de la zona 1 de la característica poligonal de fase

RP2	Alcance resistivo de la zona 2 de la característica poligonal de fase
RP3	Alcance resistivo de la zona 3 de la característica poligonal de fase
RP4	Alcance resistivo de la zona 4 de la característica poligonal de fase
RP5	Alcance resistivo de la zona 5 de la característica poligonal de fase
XP1	Alcance reactivo de la zona 1 de la característica poligonal de fase
XP2	Alcance reactivo de la zona 2 de la característica poligonal de fase
XP3	Alcance reactivo de la zona 3 de la característica poligonal de fase
XP4	Alcance reactivo de la zona 4 de la característica poligonal de fase
XP5	Alcance reactivo de la zona 5 de la característica poligonal de fase
TANGP	Ajuste del ángulo de inclinación del límite reactivo de la característica poligonal de fase

TABLA 6.2. VALORES DE ENTRADA PREDEFINIDOS

	Valor
Z1MAG	2,15
Z1ANG	84,69°
Z0MAG	7,10
Z0ANG	76,06°
I_{nom}	5 [A]
50FP	0,12·I _{nom}
50RP	0,08·I _{nom}
a2	0,1
k2	0,2
a0	0,1
Z2F	0,5·Z1MAG

Z2R	$Z2F + 1/(2 \cdot I_{nom})$
Z0F	$0,5 \cdot Z0MAG$
Z0R	$Z0F + 1/(2 \cdot I_{nom})$
50ABCP	1
Z1MG	1,58
Z2MG	3,33
Z3MG	3,15
Z4MG	6,2
Z5MG	2,52
RG1	10,84
RG2	22,78
RG3	2,01
RG4	28,47
RG5	17,25
XG1	1,58
XG2	3,33
XG3	3,15
XG4	6,2
XG5	2,52
TANG	0°
Z1MP	1,58
Z2MP	3,33
Z3MP	3,15
Z4MP	6,2
Z5MP	2,52
RP1	10,84

RP2	22,78
RP3	2,01
RP4	28,47
RP5	17,25
XP1	1,58
XP2	3,33
XP3	3,15
XP4	6,2
XP5	2,52
TANGP	0°

7. RESULTADOS

Con el fin de mostrar los resultados obtenidos, se procede a comentar el proceso de introducción de un archivo COMTRADE en la herramienta y la salida de ésta. Para esta prueba se utiliza un archivo COMTRADE proporcionado por Red Eléctrica de España proporcionado exclusivamente para el desarrollo de la presente memoria.

Paso 1. Apertura de MATLAB y del archivo *"SimuladorSEL411L"*.

Paso 2. Ejecución del script *"SimuladorSEL411L"*.

Paso 3. La herramienta solicita que se seleccione el archivo con extensión *.CFG* a simular. En este caso se trata de *"ELP84SAL_SEL421_1112_"*. Una vez seleccionado, mediante un menú, el usuario puede seleccionar si lo desea graficar las señales de los canales analógicos, digitales, ambos o ninguno de ellos.

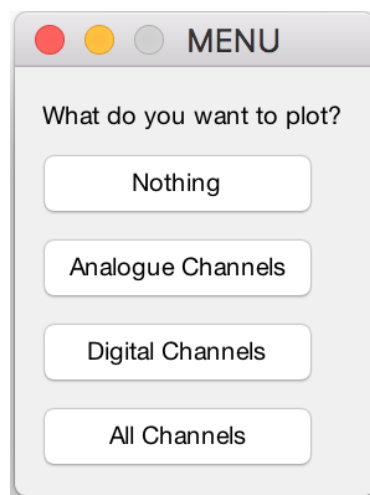


Fig. 7.1. Menú opción representación canales

Paso 4. En primer lugar se solicita al usuario especificar las características de la línea sobre la que se está trabajando. Si quiere las características de la línea

predefinidas debe pulsar 1, en caso contrario pulsará 0 y deberá introducir manualmente los distintos parámetros solicitados (Z0MAG, Z0ANG, Z1MAG y Z1ANG). Igualmente se le solicitará la corriente nominal, que podrá seleccionar la predefinida (5 amperios) o introducir otro valor.

```

Especifique las características de la línea (pulse 0) o pulse 1 para la línea predefinida:0
Módulo Z1=2.15
Argumento Z1(Grados)=84.69
Módulo Z0=7.1
Argumento Z0(Grados)=76.06
Longitud(Km)=34.75
Especifique el valor de la corriente nominal pulsando 0 o pulse 1 para el valor predefinido:0
Inom=5

```

Fig. 7.2. Especificación de las características de la línea

Paso 5. A continuación se mostrarán los valores de los distintos umbrales para el cálculo de los elementos direccionales tanto de tierra como de fase. El usuario tiene la opción de seleccionar los valores por defecto (mostrados en pantalla) o bien escoger unos personalizados. Deberá introducir posteriormente el valor del umbral del detector de nivel de corriente de secuencia positiva (*50ABCP*), que suele tener valor de 1 amperio.

```

Estos son los valores por defecto (AUTO):
50FP=0.12*Inom
50RP=0.08*Inom
a2=0.1
k2=0.2
a0=0.1
Z2F=0.5*Z1MAG
Z2R=Z2F+1/(2*Inom)
Z0F=0.5*Z0MAG
Z0R=Z0F+1/(2*Inom)
Si quiere los valores de los ajustes por defecto (AUTO) pulse 1, en caso contrario pulse 0 y a continuación se le solicitará estos valores:1
Indique a continuación el valor del umbral mínimo para el elemento direccional de secuencia positiva 32P (Valor típico 1[A]):50ABCP=1

```

Fig. 7.3. Ajustes elementos direccionales

Paso 6. A partir de este punto, se solicitarán los ajustes para las características de disparo del relé en el siguiente orden: *mho de tierra*, *poligonal de tierra*, *mho de fase* y *poligonal de fase*. En cada una de ellas se dará la opción de

introducir manualmente los valores personalizados del usuario o bien escoger los valores predefinidos.

```
Si quiere unos ajustes de la característica MHO de tierra personalizados pulse 0, en caso de elegir los predefinidos pulse 1:0
Introduzca a continuación los ajustes de las zonas 1, 2, 3, 4 y 5 de la característica Mho de tierra:Z1MG=1.58
Z2MG=3.33
Z3MG=3.15
Z3MG=6.20
Z3MG=2.52
Si quiere unos ajustes de la característica Poligonal de tierra personalizados pulse 0, en caso de elegir los predefinidos pulse 1:0
Introduzca a continuación los ajustes de las zonas 1, 2, 3, 4 y 5 de la característica Poligonal de tierra:RG1=10.84
RG2=22.78
RG3=2.01
RG4=28.47
RG5=17.25
XG1=1.58
XG2=3.33
XG3=3.15
XG4=6.20
XG5=2.52
TANG(Grados)=0
```

Fig. 7.4. Ajustes características de disparo

Paso 7. Para seleccionar el mejor elemento direccional de tierra ("Best Choice Ground Directional Element[®]"), se solicita al usuario que indique las posiciones de los elementos *32Q*, *32V* y *32I*.

```
Determine las posiciones de los elementos direccionales de tierra (Indicar para cada elemento la posición 1, 2 ó 3):32Q:1
32V:2
32I:3
```

Fig. 7.5. Solicitud de posiciones de los elementos direccionales de tierra

Paso 8. Finalmente se muestran las gráficas con las actuaciones de las distintas zonas de las distintas características de disparo respecto del tiempo. Se muestran 4 gráficas, perteneciente cada una a una característica de disparo. La actuación se muestra como un cambio de la señal de 0 a 1 en la respectiva característica y zona.

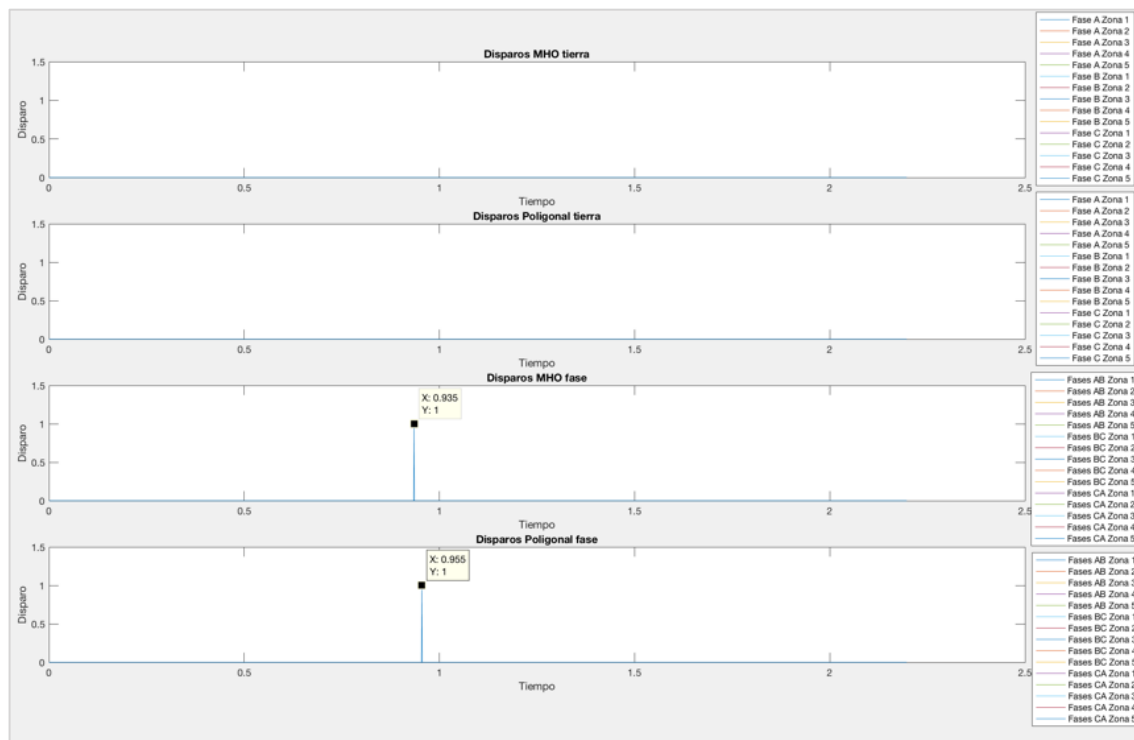


Fig. 7.6. Gráficas resultantes

En este caso en concreto, como se puede observar en la *Fig. 7.6. Gráficas resultantes*, el relé hubiese actuado 935 ms después del inicio del archivo COMTRADE. Esta actuación es provocada debido a que, en ese instante, se cumplirían todas las condiciones para que la característica *mho de fase* detecte que hay un fallo. En concreto, indica que ha sido un fallo entre las *fases B y C* y ha sido detectado en *zona 3*.

También se detecta este fallo en el instante 955 ms, pero en este caso es la característica poligonal de fase la que está indicando la falta entre las *fases B y C*.

8. CONCLUSIONES

Como se menciona al comienzo de la presente memoria, el objetivo de la herramienta desarrollada es tratar de simular el comportamiento del relé SEL-411L durante un evento concreto, consiguiendo con ello que no sea necesario disponer de este elemento en el momento de realizar las pruebas previas a la instalación en un sistema eléctrico. Tras las pruebas realizadas, mostradas en el *Apartado 7. Resultados*, se concluye que la herramienta software desarrollada replica correctamente el funcionamiento básico del relé tomado como referencia. Como se comenta desde un principio, no se ha buscado replicar con una exactitud del 100% el funcionamiento del relé, sino que se buscaba simular el funcionamiento básico, por lo que este objetivo se ha conseguido.

El proyecto ha implicado distintas fases de programación, comenzando con la obtención de los datos del evento particular a partir de un archivo de datos almacenado en formato COMTRADE, tomándose como base una función ya desarrollada y mejorándola. Posteriormente, se han desarrollado los filtros que permiten transformar los datos recibidos a valores adecuados para esta aplicación. Estos filtros han sido desarrollados de forma independiente y con distinto método, siendo el filtro anti-aliasing desarrollado a partir de una aplicación interna de MATLAB y el filtro coseno partiendo de las ecuaciones fundamentales de éste. Por último, y tratándose de la parte más extensa y compleja, se ha desarrollado el script con las ecuaciones con las que trabaja el relé tomado como referencia, el SEL-411L.

9. FUTUROS PROYECTOS

Como se comenta durante la memoria, esta herramienta replica el funcionamiento más elemental del relé, por lo que tiene muchas más funciones que podrían añadirse haciendo la herramienta más completa y exacta.

Sería razonable implementar la función diferencial (87), ya que es otra función principal del relé SEL-411L. Los datos sobre los que se trabajaría son similares a los procesados por la función descrita en esta memoria, aunque habría que tomar medidas también del otro devanado, ya que en el caso de la función de protección de distancia únicamente era necesario la medida de las magnitudes en un solo punto.

En caso de implementar esta función diferencial, podría implementarse también el cálculo de corriente total para la protección de distancia. Esta función que tiene el relé SEL-411L permite trabajar a la protección de distancia con las medidas de ambos devanados, y no sólo el local. Para la implementación de esta función deberá ser implementada anteriormente la función diferencial ya que necesita ser habilitada por ésta.

Asimismo, se podrían implementar funciones más complejas. Como se veía en el *Apartado 3.3.1.6. Oscilación de potencia*, hay ocasiones que debido a arranques de ciertos motores u otras perturbaciones, la protección podría llegar a medir una impedancia que entraría dentro de los límites de su característica de disparo y asumiría que es una falta por lo que dispararía, pero no debería hacerlo. El relé tiene una función de bloqueo ante oscilación de potencia que permite detectar estos casos de oscilación y bloquear la protección para que no actúe aunque ésta mida una

impedancia dentro de su característica de disparo. Esta aplicación sería más compleja y extensa de implementar, pero da estabilidad a la herramienta.

En cuanto a la interfaz, a través de herramientas como es por ejemplo *GUI* de *MATLAB*, se podría desarrollar una interfaz interactiva más amigable para el usuario.

Bibliografía

- [1] D. López Cortón, *Transparencias asignatura "Protecciones eléctricas"*, Madrid, 2018.
- [2] B. de Metz-Noblat, F. Dumes y G. Thomasset, «Cálculo de corrientes de cortocircuito. Cuaderno técnico nº 158,» Scheneider Electric, 1999.
- [3] Alstom Grid, "Network protection & automation guide," Alstom Grid, 2011.
- [4] Schweitzer Engineering Laboratories, «Digital Signal Processing. Protecting Power Sytems for Engineerings,» 2009.
- [5] Schweitzer Engineering Laboratories, «SEL-411L Instruction Manual,» 2018.
- [6] Protecciones de sistemas eléctricos, UFRO.
- [7] S. Tirado, «Monografías,» Agosto 2009. [En línea]. Available: <http://www.monografias.com/trabajos74/modelacion-lineas-transmision/modelacion-lineas-transmision.shtml#ixzz3nvJxPI3O>. [Último acceso: 15 Abril 2018].
- [8] A. E. I. J.Roberts, "Z=V/I does not make a distance relay," Georgia, 1994.
- [9] E. O. Schweitzer y D. Hou, «Filtering for protective relays,» Atlanta, Georgia, 1993.
- [10] IEC, «Measuring relays and protection equipment - Part 24: Common format for transient data exchange (COMTRADE) for power systems,» New York, 2013.

- [11] IEEE, «The IEEE Standards Dictionary Online,» IEEE. [En línea]. [Último acceso: Abril 2018].
- [12] R. Jędrychowski y P. Kacejko, «MATLAB Package Applied to Analyze Real-Time Fault Signals,» Lublin, April 2008.
- [13] C. Russell Mason, The art & science of protective relaying, John Wiley & Sons Inc, 1966.
- [14] D. Costello y K. Zimmerman, «Determining the Faulted Phase,» Schweitzer Engineering Laboratories, December 2015.
- [15] K. Zimmerman, A. Martin, M. Agudo, H. Ashrafi, J. Buneo, H. DoCarmo, N. Fischer, J. Holbach, R. Horton, K. Jones, J. Lane and J. Mooney, Distance element response to distorted waveforms, 2013.
- [16] A. V. Oppenheim, R. W. Schafer and J. R. Buck, Discrete-time signal processing, New Jersey: Prentice-Hall, Inc., 1999.
- [17] J. M. Kennedy, G. Alexander y J. Thorp, «Variable digital response time in a digital distance relay,» General Electric.
- [18] G. Benmouyal, «Removal of DC-offset in current waveforms using digital mimic filtering,» Québec, 1995.
- [19] H. J. Altuve Ferrer y E. O. Schweitzer, «Soluciones modernas para protección, control y supervisión de sistemas eléctricos de potencia,» Schweitzer Engineering Laboratories, Pullman,WA, 2014.
- [20] MATLAB, "Mathworks," [Online]. Available: <https://www.mathworks.com>. [Accessed Abril 2018].

Anexo A: Matrices utilizadas para el desarrollo de la herramienta

1.- Matriz de tensiones y corrientes simples y compuestas filtradas (M)

M

VA	VAB
VB	VBC
VC	VCA
IA	IAB
IB	IBC
IC	ICA

2.- Componentes de secuencia (S)

S

V1A	V2A	V0A	V1AB	V2AB	V0AB
V1B	V2B	V0B	V1BC	V2BC	V0BC
V1C	V2C	V0C	V1CA	V2CA	V0CA
I1A	I2A	I0A	I1AB	I2AB	I0AB
I1B	I2B	I0BC	I1BC	I2BC	I0BC
I1C	I2C	I0C	I1CA	I2CA	I0CA

3.- Intensidades incrementales (D)

D

ΔI_A	ΔI_{AB}
ΔI_B	ΔI_{BC}
ΔI_C	ΔI_{CA}

4.- Impedancia fuente (Z)**Z**

ZAG	ZAB	z_{1s}	Z_d
ZBG	ZBC	z_{0s}	-
ZCG	ZCA	k_{0s}	-

5.- Identificación de falta (IdF)**IdF**

FIDS
FSA
FSB
FSC

6.- Supervisión de los elementos direccionales (Sup)**Sup**

Hab32QG	Hab32Q
Habi50FP	Habi50FPq
Habi50RP	Habi50RPq
Hab32VI	-
Habh50FP	-
Habh50RP	-

7.- Cálculo de los elementos direccionales (Cal)

Cal

z2	Dir32Q
Z2FTH	T32P
Z2RTH	Dir32P
Dir32QG	-
Z0FTH	-
Z0RTH	-
Dir32V	-
z0	-
T32I	-

8.- Mho de tierra (MhoT)

MhoT

MAG	MAG1v	MAG2v	MAG3v	MAG4v	MAG5v
MBG	MBG1v	MBG2v	MBG3v	MBG4v	MBG5v
MCG	MCG1v	MCG2v	MCG3v	MCG4v	MCG5v

9.- Poligonal de tierra (PoIT)

PoIT

XAG	XAG1v	XAG2v	XAG3v	XAG4v	XAG5v
RAG	RAG1v	RAG2v	RAG3v	RAG4v	RAG5v
XBG	XBG1v	XBG2v	XBG3v	XBG4v	XBG5v
RBG	RBG1v	RBG2v	RBG3v	RBG4v	RBG5v
XCG	XCG1v	XCG2v	XCG3v	XCG4v	XCG5v
RCG	RCG1v	RCG2v	RCG3v	RCG4v	RCG5v

10.- Mho de fase (MhoP)

MhoP

MAB	MAB1v	MAB2v	MAB3v	MAB4v	MAB5v
MBC	MBC1v	MBC2v	MBC3v	MBC4v	MBC5v
MCA	MCA1v	MCA2v	MCA3v	MCA4v	MCA5v

11.- Poligonal de fase (PoIP)

PolP

V1A	V2A	V0A	V1AB	V2AB	V0AB
V1B	V2B	V0B	V1BC	V2BC	V0BC
V1C	V2C	V0C	V1CA	V2CA	V0CA
I1A	I2A	I0A	I1AB	I2AB	I0AB
I1B	I2B	I0BC	I1BC	I2BC	I0BC
I1C	I2C	I0C	I1CA	I2CA	I0CA
V1A	V2A	V0A	V1AB	V2AB	V0AB
V1B	V2B	V0B	V1BC	V2BC	V0BC
V1C	V2C	V0C	V1CA	V2CA	V0CA
I1A	I2A	I0A	I1AB	I2AB	I0AB
I1B	I2B	I0BC	I1BC	I2BC	I0BC
I1C	I2C	I0C	I1CA	I2CA	I0CA
V1A	V2A	V0A	V1AB	V2AB	V0AB
V1B	V2B	V0B	V1BC	V2BC	V0BC
V1C	V2C	V0C	V1CA	V2CA	V0CA
I1A	I2A	I0A	I1AB	I2AB	I0AB
I1B	I2B	I0BC	I1BC	I2BC	I0BC
I1C	I2C	I0C	I1CA	I2CA	I0CA
V1A	V2A	V0A	V1AB	V2AB	V0AB
V1B	V2B	V0B	V1BC	V2BC	V0BC
V1C	V2C	V0C	V1CA	V2CA	V0CA
I1A	I2A	I0A	I1AB	I2AB	I0AB
I1B	I2B	I0BC	I1BC	I2BC	I0BC
I1C	I2C	I0C	I1CA	I2CA	I0CA
V1A	V2A	V0A	V1AB	V2AB	V0AB
V1B	V2B	V0B	V1BC	V2BC	V0BC
V1C	V2C	V0C	V1CA	V2CA	V0CA
I1A	I2A	I0A	I1AB	I2AB	I0AB

I1B	I2B	I0BC	I1BC	I2BC	I0BC
I1C	I2C	I0C	I1CA	I2CA	I0CA
V1A	V2A	V0A	V1AB	V2AB	V0AB
V1B	V2B	V0B	V1BC	V2BC	V0BC
V1C	V2C	V0C	V1CA	V2CA	V0CA

12.- Actuación de parámetros y zonas (Act)

Act

Falta AT o BC	MAG1v	MAG2v	MAG3v	MAG4v	MAG5v
Falta BT o CA	MBG1v	MBG2v	MBG3v	MBG4v	MBG5v
Falta CT o AB	MCG1v	MCG2v	MCG3v	MCG4v	MCG5v
Hi50FP	PolAG1v	PolAG2v	PolAG3v	PolAG4v	PolAG5v
Hi50RP	PolBG1v	PolBG2v	PolBG3v	PolBG4v	PolBG5v
Hi50_P	PolCG1v	PolCG2v	PolCG3v	PolCG4v	PolCG5v
Hh50FP	MAB1v	MAB2v	MAB3v	MAB4v	MAB5v
Hh50RP	MBC1v	MBC2v	MBC3v	MBC4v	MBC5v
Hh50_P	MCA1v	MCA2v	MCA3v	MCA4v	MCA5v
Dir32QG1	ZAB_Zona1	ZAB_Zona2	ZAB_Zona3	ZAB_Zona4	ZAB_Zona5
Dir32QG2	ZBC_Zona1	ZBC_Zona2	ZBC_Zona3	ZBC_Zona4	ZBC_Zona5

Dir32QG3	ZCA_Zona1	ZCA_Zona2	ZCA_Zona3	ZCA_Zona4	ZCA_Zona5
Dir32V1	-	-	-	-	-
Dir32V2	-	-	-	-	-
Dir32V3	-	-	-	-	-
Hi50FPq	-	-	-	-	-
Hi50RPq	-	-	-	-	-
Hi50_Pq	-	-	-	-	-
Dir32Q1	-	-	-	-	-
Dir32Q2	-	-	-	-	-
Dir32Q3	-	-	-	-	-

**13.- Disparo de las zonas de las distintas características de disparo
(Disp)**

Disp

DMHOA1	DMHOA2	DMHOA3	DMHOA4	DMHOA5
DMHOB1	DMHOB2	DMHOB3	DMHOB4	DMHOB5
DMHOC1	DMHOC2	DMHOC3	DMHOC4	DMHOC5
DMHOAB1	DMHOAB2	DMHOAB3	DMHOAB4	DMHOAB5
DMHOBC1	DMHOBC2	DMHOBC3	DMHOBC4	DMHOBC5
DMHOCA1	DMHOCA2	DMHOCA3	DMHOCA4	DMHOCA5
DPOLA1	DPOLA2	DPOLA3	DPOLA4	DPOLA5
DPOLB1	DPOLB2	DPOLB3	DPOLB4	DPOLB5

DPOLC1	DPOLC2	DPOLC3	DPOLC4	DPOLC5
DPOLAB1	DPOLAB2	DPOLAB3	DPOLAB4	DPOLAB5
DPOLBC1	DPOLBC2	DPOLBC3	DPOLBC4	DPOLBC5
DPOLCA1	DPOLCA2	DPOLCA3	DPOLCA4	DPOLCA5

Anexo B: Script de las funciones de los filtros

Filtro anti-alias.

Este filtro ha sido diseñado con la aplicación de MATLAB llamada "Filter Designer". Se ha escogido en este caso un filtro equiripple con una frecuencia de paso de 60 Hz y una frecuencia de corte de 100 Hz.

```
function Hd = PBEquiripple
%PBEQUIRIPPLE Returns a discrete-time filter object.

% MATLAB Code
% Generated by MATLAB(R) 9.3 and DSP System Toolbox 9.5.
% Generated on: 08-Mar-2018 21:51:18

% Equiripple Lowpass filter designed using the FIRPM function.

% All frequency values are in Hz.
Fs = 1000; % Sampling Frequency

Fpass = 60;          % Passband Frequency
Fstop = 100;         % Stopband Frequency
Dpass = 0.057501127785; % Passband Ripple
Dstop = 0.0001;      % Stopband Attenuation
dens = 20;           % Density Factor

% Calculate the order from the parameters using FIRPMORD.
[N, Fo, Ao, W] = firpmord([Fpass, Fstop]/(Fs/2), [1 0], [Dpass, Dstop]);

% Calculate the coefficients using the FIRPM function.
b = firpm(N, Fo, Ao, W, {dens});
Hd = dfilt.dffir(b);
```

Filtro coseno.

El filtro coseno ha sido diseñado atendiendo a las ecuaciones fundamentales del filtro coseno, tomando ventanas de 16 muestras

```

function [filtrada,fasor,mod,arg,t,RS] = FiltroCoseno (Filtrada,t)

%-----Parámetros-----
f_red=50;
f_muestreo_rele=800;
Intervalo_muestreo=1/f_muestreo_rele;
RS=(1/f_red)/Intervalo_muestreo;
X=Filtrada;

%-----Coeficientes para el filtro Coseno-----
for k=0:RS-1
    coscoef(k+1)=(2/RS)*cos(2*pi*k/RS);
end

%-----A partir del valor 16, coja el valor de 15 números antes, 16->1,17->2...
for q=RS:(length(X)-(RS-1))
    X1(q)=X(q-(RS-1));
end

for q1=RS-1
    X1(q)=0;
end
X=X1;
clear X1;

%-----Modificamos también t
if sum(t(1:RS-2))
    for q=RS:(length(t)-(RS-1))
        t1(q)=t(q-(RS-1));
    end
    for q1=RS-1
        t1(q)=0;
    end
    t=t1;
    clear t1;
end

```

```

%Componente seno
for q=RS+4:length(X)
    C_sin(q)=C_cos(q-4);
end

%-----Fasor-----
for q=RS:length(C_cos)
    fasor(q)=(1/sqrt(2))*(complex(C_cos(q),-C_sin(q)));
end

%-----Modulo-----
for q=RS:length(C_cos)
    mod(q)=abs(fasor(q));
end

%-----Argumento-----
for q=RS:length(C_cos)
    arg(q)=rad2deg(angle(fasor(q)));
end

%-----Argumento referencia para coseno-----
for q=RS:length(C_cos)
    arg_ref(q)=rad2deg(angle(complex(cos(2*pi*f_red*t(q)),sin(2*pi*f_red*t(q))));
end

%-----Diferencia angular-----
for q=RS:length(C_cos)
    if arg(q)-arg_ref(q)>=0
        dif_arg(q)=arg(q)-arg_ref(q)-22.5;
    else
        dif_arg(q)=arg(q)-arg_ref(q)+337.5;
    end
end

%-----Señal Filtrada-----
for q=RS:length(C_cos)
    Filtrada(q)=sqrt(2)*mod(q)*cos(2*pi*f_red*t(q)+deg2rad(dif_arg(q)));
end
end

```

Anexo C: Glosario

Se muestra a continuación un glosario con las abreviaturas utilizadas durante la memoria y su descripción.

- kA: kiloamperios
- kV: kilovoltios
- ms: milisegundos
- μ s: microsegundos
- TT: transformador de tensión
- TI: transformador de intensidad
- SEP: sistema eléctrico de potencia
- p.u.: por unidad